

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

I.T.I. ELECTRICIDAD

**OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURACIÓN PARA
CONSUMIDORES CON POTENCIA SUPERIOR
A 10 KW SEGÚN PERFIL DE CONSUMO**

AUTOR: Roberto Pérez Colino

TUTOR: María Consuelo Gómez Pulido

Leganés, Octubre de 2015.

ÍNDICE GENERAL

I. Índice de tablas.....	1
II. Índice de gráficas	3
III. Índice de figuras	4
Resumen	5
Capítulo 1. Sector eléctrico en España	6
1.1 Reseña histórica de la electricidad en España.....	6
1.2 La liberalización del sistema eléctrico español.....	8
1.3 El sector eléctrico en la actualidad.....	11
Capítulo 2. Análisis del mercado eléctrico español	15
2.1 Introducción	15
2.2 Componente regulada del precio de la electricidad.	15
2.3 Componente del mercado de producción. El mercado mayorista.....	17
2.3.1. El mercado diario	18
2.3.2 El mercado intradiario	22
2.3.3 Mercados de servicios de ajuste	25
2.3.4 Resultados del mercado	27
Capítulo 3. Mercado Minorista. Contratación de la energía eléctrica	28
3.1 Comercializadoras en el mercado minorista.	28
3.2 Tipos de consumidores.....	30
3.3 La tarifa de acceso.....	31
3.3.1 Definición de las tarifas de acceso	33
3.3.2 Periodos tarifarios	34
3.3.2.1 Tarifas de baja tensión.....	34
3.3.2.2 Tarifas de alta tensión.....	36
3.3.3 Componentes de las tarifas de acceso	40
3.3.3.1 El término de facturación de potencia	40
3.3.3.2 El término de facturación de energía activa	44
3.3.3.3 El término de facturación de energía reactiva	45
3.4 Posibles suministros eléctricos.....	46
3.5 Análisis de la factura eléctrica	49
Capítulo 4. Optimización de la facturación. Casos prácticos	53
4.1 Definiciones	53

4.2 Análisis de datos	56
4.2.1 Caso práctico 1: Tintorería	56
4.2.2 Caso práctico 2: Cafetería	58
4.3 Optimización de la potencia contratada	60
4.3.1 Caso práctico 1: Tintorería	60
4.3.2 Caso práctico 2: Cafetería	66
4.4 Optimización del consumo eléctrico	70
4.4.1 Caso práctico 1: Tintorería	70
4.4.2 Caso práctico 2: Cafetería	71
4.5 Optimización del contrato de suministro eléctrico.....	73
4.5.1 Caso práctico 1: Tarifa precio fijo – Tintorería.....	73
4.5.2 Caso práctico 1: Tarifa indexada – Tintorería.....	76
4.5.3 Caso práctico 2: Tarifa precio fijo – Cafetería	79
4.5.4 Caso práctico 2: Tarifa indexada – Cafetería	82
4.6 Eliminar penalización por consumo de energía reactiva.....	84
4.6.1 Caso práctico 1: Tintorería	84
4.6.2 Caso práctico 2: Cafetería	85
Capítulo 5. Conclusiones.....	89
Bibliografía.....	90
Anexo I	93

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Calendario de elegibilidad para los consumidores de electricidad.....	10
Tabla 2: Estimación de costes de acceso para el ejercicio 2015.....	16
Tabla 3: Horarios limite posibles para mercado intradiario.	22
Tabla 4: Clasificación tarifas de acceso.....	34
Tabla 5: Horario de aplicación tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA.....	35
Tabla 6: Horario de aplicación tarifas 2.0 DHS y 2.1 DHS.....	35
Tabla 7: Horario de aplicación tarifa 3.0A.	36
Tabla 8: Horario de aplicación tarifa 3.1A para días laborables.....	36
Tabla 9: Horario de aplicación tarifa 3.1A para fines de semana y festivos.	37
Tabla 10: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zona 1, Península.	39
Tabla 11: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zonas 2 y 3, Baleares y Canarias. ...	39
Tabla 12: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zona 4, Ceuta y Melilla.....	40
Tabla 13: Término de potencia para tarifas 2.X a partir de enero 2015.	41
Tabla 14: Término de potencia para tarifas 3.X a partir de enero 2015.	42
Tabla 15: Coeficientes Ki para la facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X.....	43
Tabla 16: Término de potencia para tarifas 6.X a partir de enero 2015.	43
Tabla 17: Termino de energía para tarifas de acceso a partir de enero 2015.....	44
Tabla 18: Términos de facturación de energía reactiva a partir de enero de 2015.....	45
Tabla 19: Detalle consumos Tintorería.	57
Tabla 20: Detalle consumos Cafetería.....	59
Tabla 21: Potencias contratadas y lecturas Máxímetro.	61
Tabla 22: Plantilla factura eléctrica 3.0A y 3.1A.	63
Tabla 23: Promedio y Máximo Lecturas Máxímetro, Tintorería.....	64
Tabla 24: Proceso de iteración hasta alcanzar máximo ahorro, Tintorería.	64
Tabla 25: Periodos tarifarios con penalización por exceso de potencia.....	66
Tabla 26: Comparación potencia contratada y potencia facturada.....	66
Tabla 27: Promedio y Máximo Lecturas Máxímetro, Cafetería.	68
Tabla 28: Proceso de iteración hasta alcanzar máximo ahorro, Cafetería.	69
Tabla 29: Ofertas de energía, Tintorería.....	74
Tabla 30: Tarifa ATR 3.0A.....	75
Tabla 31: Estimación factura anual con oferta de CREnergía, Tintorería.	75
Tabla 32: Desglose facturación Anual con Potencia contratada optimizada para oferta CREnergía.....	76
Tabla 33: Desglose facturación Anual con Potencia contratada inicial para oferta CREnergía.	76
Tabla 34: Introducción datos en comparador tarifa indexada Energía VM – Tintorería.....	77
Tabla 35: Resultados precio Energía VM – Tintorería	77
Tabla 36: Ofertas de energía, Cafetería.	80
Tabla 37: Tarifa 3.0A Alcanzia. Fuente: Alcanzia	81
Tabla 38: Estimación factura anual con oferta de Alcanzia, Cafetería.	81
Tabla 39: Desglose facturación Anual con Potencia contratada optimizada para oferta Alcanzia.....	82
Tabla 40: Desglose facturación Anual con Potencia contratada optimizada para oferta Alcanzia.	82
Tabla 41: Introducción datos en comparador tarifa indexada Energía VM – Tintorería.....	83

Tabla 42: Resultados precio Energía VM – Cafetería.....	83
Tabla 43: Término de energía reactiva por periodo de facturación, Tintorería.....	84
Tabla 44: Término de energía reactiva por periodo de facturación Cafetería.	85
Tabla 45: Desglose de $\cos \phi$ por periodo tarifario.	87
Tabla 46: Desglose facturación Anual con penalización por reactiva eliminada para oferta Alcanzia.	88

ÍNDICE DE GRÁFICAS.

Gráfica 1: Costes de acceso estimados para el ejercicio 2015.	17
Gráfica 2: Curva tipo de oferta de electricidad.....	19
Gráfica 3: Curva tipo de demanda de electricidad.....	19
Gráfica 4: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora: 1.	21
Gráfica 5: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora: 5 – Sesión: 1	24
Gráfica 6: Componentes precio final medio de la demanda nacional en 2014.....	27
Gráfica 7: Consumo de Energía Activa Tintorería.....	58
Gráfica 8: Consumo de Energía Activa Cafetería.....	60
Gráfica 9: Comparación potencia contratada y maxímetro en P1.....	61
Gráfica 10: Comparación potencia contratada y maxímetro en P2.....	62
Gráfica 11: Comparación potencia contratada y maxímetro en P3.....	62
Gráfica 12: Comparativa coste término de potencia inicial y potencia optimizada	65
Gráfica 13: Comparación potencia contratada y facturada en P1	67
Gráfica 14: Comparación potencia contratada y facturada en P2	67
Gráfica 15: Comparación potencia contratada y facturada en P3	68
Gráfica 16: Lecturas maxímetro, Tintorería.....	71
Gráfica 17: Consumo eléctrico según periodo tarifario.....	72
Gráfica 18: Lecturas maxímetro, Cafetería.....	72
Gráfica 19: Ahorro estimado para cada periodo de facturación con oferta indexada Energía VM – Tintorería.	78
Gráfica 20: Precio medio del mercado diario.....	78
Gráfica 21: Ahorro estimado para cada periodo de facturación con oferta indexada Energía VM – Cafetería.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Ley 54/1997 hasta 2001.....	9
Figura 2: Legislación básica del sector eléctrico en España.....	12
Figura 3: Descripción simplificada de la estructura del Sistema eléctrico en España.....	13
Figura 4: Déficit de tarifa anual y acumulado sector eléctrico español.....	14
Figura 5: Secuencia de tiempo de los mercados y procesos del MIBEL.....	26
Figura 6: Estructura del coste de suministro.....	32
Figura 7: Datos de cliente en factura eléctrica.....	49
Figura 8: Datos de contrato en factura eléctrica.....	50
Figura 9: Detalle facturación según Periodo.....	50
Figura 10: Detalle de las lecturas en factura eléctrica.....	51
Figura 11: Introducción de potencia contratada y consumo de energía activa por periodos.....	73
Figura 12: Introducción de potencia contratada y consumo de energía activa por periodos, Cafetería.....	78
Figura 13: Diagrama de potencia.....	86

RESUMEN

Ante los continuos incrementos en el importe total de la factura eléctrica que estamos sufriendo durante los últimos años unidos al hecho de seguir inmersos en una crisis financiera, iniciada a finales del año 2007, surge la necesidad de realizar un análisis para intentar optimizar, en la medida de lo posible, el consumo eléctrico tanto a nivel doméstico como industrial.

Para ello, en el primer capítulo, se dará una visión general del sistema eléctrico en España desde sus orígenes hasta la actualidad, prestando especial atención a los hechos más relevantes que han tenido lugar en la historia del sistema eléctrico en España.

Se introducirán las funciones de los principales organismos y agentes del sistema eléctrico para posteriormente, en el capítulo 2, realizar un análisis más detallado del mercado mayorista en España con el fin de comprender, de forma general el funcionamiento del mismo. Gracias a ello seremos capaces de comprender de forma más precisa cómo se realiza la formación de precios en el mercado mayorista y cuáles son los hitos más relevantes en la formación de los mismos.

Posteriormente en el capítulo 3, se profundizará en detalle sobre las distintas alternativas que ofrece el mercado eléctrico español en cuanto a la contratación del suministro eléctrico, desde un punto de vista más enfocado a un suministro “no doméstico” y en el mercado libre. En este capítulo también se desglosará de forma precisa una factura eléctrica tipo con el fin de poder identificar cuáles son los conceptos más importantes en la misma para su comprensión y posterior análisis.

Por último se presentarán dos casos prácticos reales, de dos negocios situados en Madrid, en los que se procederá a optimizar la contratación y facturación del suministro eléctrico gracias a los conceptos aprendidos en este trabajo y en los que se podrá constatar de forma económica los ahorros obtenidos.

CAPÍTULO 1. El sistema eléctrico en España

1.1 Reseña histórica de la electricidad en España.

Fue en el año 1875, más concretamente en Barcelona, donde la industria eléctrica dio los primeros pasos con la construcción de la primera “central eléctrica” (Dínamo) en España. Ésta sirvió para iluminar pequeños establecimientos y talleres de Barcelona. Seis años más tarde, en 1881, se constituyó la “Sociedad Española de Electricidad” como primer proveedor eléctrico en España. Es a partir de este punto cuando comienza a producirse un rápido desarrollo de la industria eléctrica en España, dando lugar a la constitución de multitud de empresas eléctricas a finales del siglo XIX. [1].

La primera estadística oficial eléctrica, realizada en 1901, mostraba que la potencia instalada en España era de aproximadamente 127 MW de los cuales, el 61% tenía su origen en energía térmica y el 39% era hidráulica. Sin embargo, en estos primeros pasos, la electricidad se generaba en áreas próximas a las ciudades para las cuales se producía dado que ésta se generaba en corriente continua haciendo imposible su transporte a largas distancias en ésta época y suponiendo esto una limitación importante para la definitiva expansión de la industria eléctrica.

Es a comienzos del siglo XX, con la aparición de la corriente alterna, cuando se consigue transportar la electricidad a largas distancias, suponiendo este hecho un cambio en el concepto que se tenía hasta el momento que produjo el impulso definitivo para el desarrollo de las centrales hidroeléctricas. En esta línea, en las primeras décadas del siglo XX se produjo un importante crecimiento de la capacidad instalada en España, siendo ésta de aproximadamente 1500 MW a finales de los años 20, teniendo ya un exceso de capacidad de producción en esta época. A continuación, y con la llegada de la guerra civil se invirtió esta tendencia, produciéndose durante los años de la guerra civil y los primeros de la postguerra un déficit en la capacidad de producción eléctrica que hizo imposible atender los impresionantes crecimientos en la demanda eléctrica que se produjo en estos años. Con el fin de gestionar esta situación deficitaria, y atender la creciente demanda se fundó, en 1944, la empresa “Unidad Eléctrica S.A” (UNESA) que estaba conformada por las principales empresas del sector de la época. La principal función que se encomendó a UNESA, fue la interconexión entre los distintos sistemas eléctricos regionales y de éstos con las centrales eléctricas y la creación del “repartidor central de cargas (Dispatching central) desde donde se dirigía la explotación del Sistema Eléctrico Nacional. Como su nombre indica, el “repartidor central de cargas” decidía qué centrales debían funcionar en cada momento y gestionaba los intercambios de electricidad entre las distintas zonas para asegurar el abastecimiento completo del sistema.

En 1951 el gobierno aprobó un Decreto por el que se estableció un nuevo sistema de tarifas, que entró en vigor a partir de enero de 1953 y que se denominó “Tarifas Tope Unificadas” cuyas principales características se basaban en que dichas tarifas eran reguladas por la administración, marcaban el precio máximo al que los consumidores conseguirían la energía y serían unificadas para todo el territorio español. Este hecho incentivó, entre los años 1950 y los mediados de la década de 1970, la

creación de nuevas centrales hidroeléctricas, térmicas y se pusieron en marcha las primeras centrales nucleares con lo que se consiguió una progresiva y rápida disminución del déficit de capacidad instalada.

En 1970 la capacidad instalada de potencia en España era de 17925 MW de los que aproximadamente el 50% provenían de centrales hidroeléctricas, hay que tener en consideración que a principios de 1960 la relación de la capacidad instalada con las centrales hidroeléctricas era de aproximadamente un 84%, lo que quiere decir que en esta década se produjo un brusco cambio hacia el uso de los derivados del petróleo para la generación de electricidad en las centrales térmicas debido principalmente a que los precios eran relativamente bajos y estables además de la facilidad de uso que suponía.

Como consecuencia directa de las dos crisis energéticas de la década de 1970 (1973 y 1979) que se produjeron por el aumento drástico de los precios del petróleo, surge la necesidad de buscar fuentes alternativas para evitar la dependencia que se tenía hasta entonces con el petróleo. Para ello, en la primera mitad de la década de 1980 entraron en servicio las centrales térmicas de carbón nacional y casi simultáneamente cinco centrales nucleares. En este momento también se comenzó a pensar en la cogeneración y el uso de las energías renovables como fuentes alternativas al petróleo y sus derivados. Estas fuertes inversiones en la búsqueda de alternativas al petróleo junto con unos crecimientos de la demanda moderados provocó a principios de la década de 1980, que el sector eléctrico español se encontrara en una situación de endeudamiento elevado (con altos tipos de interés) y con una capacidad de potencia instalada sobredimensionada.

Para estabilizar esta situación el gobierno promovió un acuerdo entre las principales empresas eléctricas para que se produjera un intercambio de activos. El principal objetivo de estos intercambios era reequilibrar la relación entre la producción y el mercado de las distintas empresas para aliviar sus problemas financieros. En el protocolo de este acuerdo, suscrito entre el gobierno y las empresas eléctricas en 1983 se convenía también la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte. Para dar cumplimiento a este punto del acuerdo, la Ley 49/1984 de 26 de diciembre [1], y el Real Decreto 91/85, de 23 de enero [2], determinaban la constitución de Red Eléctrica de España, S.A, empresa que se creó el 29 de enero de 1985. Red Eléctrica de España asumió desde este momento la propiedad de toda la red de alta tensión y paso a desempeñar una función central en el sistema eléctrico nacional.

Sus principales funciones eran: Optimizar las instalaciones de producción y transporte, garantizar la seguridad y calidad del servicio eléctrico, la explotación y desarrollo de la red de alta tensión, la realización de los intercambios internacionales que considerase necesarios para la estabilidad del sistema y la coordinación del funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones de producción y transporte.

El mayor logro de este plan energético nacional fue el establecimiento de un nuevo sistema de cálculo de tarifas que permitiera disminuir el desequilibrio financiero, denominándolo “Marco Legal Estable” y cuya entrada en vigor se realizó a partir del año 1988. Éste tenía como parámetros fundamentales la amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución en base a valores estándar, un sistema de compensaciones entre los agentes y por último una corrección por desviaciones al finalizar el año. [2].

En 1996 se aprobó la Directiva 96/92/EC [3] sobre las normas comunes en el mercado interior de electricidad con unos objetivos claros y unos criterios mínimos de liberalización e introducción de la competencia en el sistema eléctrico. España fue uno de los primeros países en adaptarse a los criterios mínimos demandados en esta directiva con la entrada en vigor el 1 de enero de 1998 de la Ley 54/1997 [4] de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico. Esta Ley introdujo los cambios más significativos e importantes del sector eléctrico de España.

1.2 La liberalización del sector eléctrico en España.

Hasta la entrada en vigor el 1 de enero de 1998 de [4] los precios que pagaban los consumidores del sector eléctrico, las tarifas eléctricas, eran establecidos por el gobierno en su totalidad, a través de la aprobación del Real Decreto 1538/1987 [5]. El sector estaba totalmente regulado por el gobierno de acuerdo a una serie de normas que se conocen como “Marco Legal Estable” (MLE) desde 1988 hasta 1997.

Tal y como se establece en la citada Ley [4], su objetivo o función básica es establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de:

1. Garantizar el suministro eléctrico.
2. Garantizar la calidad de dicho suministro.
3. Garantizar que el suministro se realice al menor coste posible.
4. Protección del medioambiente.

Los principios regulatorios más importantes en los que se basa la reforma promovida por la citada Ley [4] son:

1. La separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización)
2. La progresiva liberalización de la contratación y elección de suministrador por parte de los consumidores cualificados.
3. La libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes
4. La creación del operador del sistema; Red Eléctrica de España, REE, que será el encargado de la gestión técnica del sistema.
5. La creación del operador del mercado; Operador del Mercado Eléctrico, OMEL, que será el encargado de la gestión económica del sistema.
6. La creación del organismo regulador del sector eléctrico; la comisión nacional de la energía, CNE. (Actualmente CNMC)

Inicialmente se había previsto un calendario liberalizador muy conservador en el que se establecían dos fases distintas. Una primera etapa, hasta el día 1 de enero de 2002 y una segunda etapa que comenzaría en este mismo día y cuya duración no quedaba completamente definida si no que dependería de la evolución de las variables relevantes para el funcionamiento del mercado. Además, estas etapas quedaban definidas para los

consumidores cualificados, siendo éste un término “cambiante” de acuerdo con la disposición transitoria decimotercera de [4].

En los primeros pasos de la liberalización, después del 1 de enero de 1998, se aprueban multitud de Reales Decretos y Leyes (ver fig.1) con el fin de adaptarse a las nuevas directrices que se marcan en Europa y que se podrían resumir en acelerar el calendario de liberalización y profundizar en la separación jurídica de las distintas actividades en la gestión de las redes. [16]

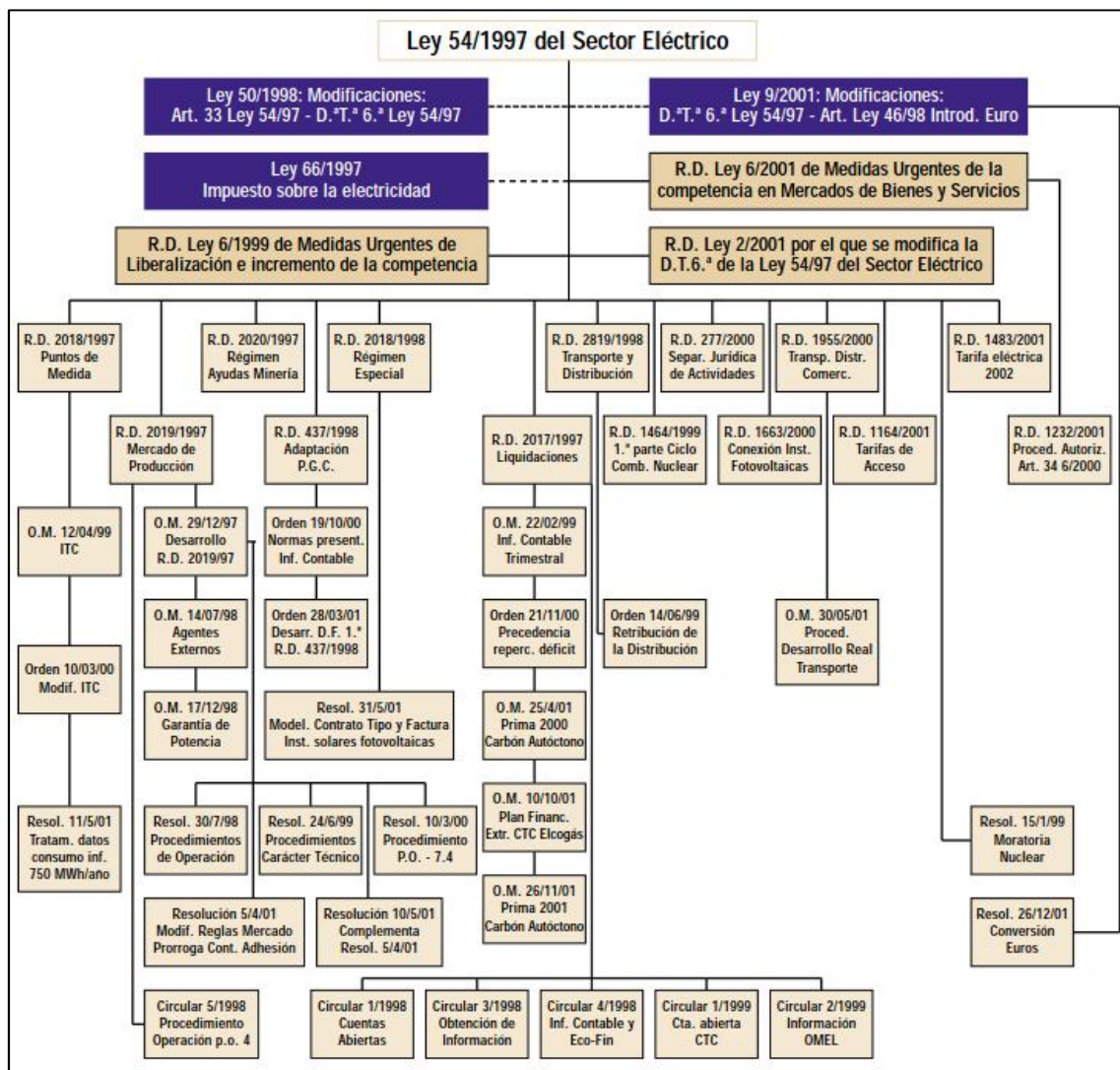


Figura 1: Ley 54/1997 hasta 2001 [6]

Cabe destacar entre estos la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 6/2000 (artículo 19) de 23 de junio, de Medidas urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios por el que se establece una modificación en el calendario liberalizador. El citado artículo dispone que a partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores tendrán la consideración de cualificados, pudiendo por ello mismo, contratar libremente el suministro eléctrico.

Podemos ver un resumen en la siguiente tabla:

Norma	Fecha de efecto	Umbral de elegibilidad (consumo anual o tensión de suministro)	Nivel de apertura del mercado (% consumo)
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15 GWh	26%
RDL 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	46%
	01/07/2000	Tensión de suministro > 1.000 V	54%
RDL 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100%

Tabla 1: Calendario de elegibilidad para los consumidores de electricidad. [2]

En esta línea, el 26 de junio 2003, con la aprobación de la Directiva 2003/54/CE [7] del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el comercio interior, las instituciones europeas buscan dar el impulso definitivo a la liberalización del sector eléctrico. Con el fin de adaptar la legislación española a la línea marcada en [7], el 4 de julio de 2007 se aprobó la Ley 17/2007 del Sector Eléctrico [8], por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, para adaptarla a lo dispuesto en [7].

La modificación más importante que introdujo [8] fue la eliminación de las tarifas integrales y la introducción de las tarifas de último recurso (TUR), las cuales entrarían en vigor a partir del día 1 de enero de 2009.

Hasta este momento y a modo de resumen, podríamos decir que la liberalización del sector eléctrico español tuvo lugar en 3 etapas diferenciadas, según se detalla a continuación:

1. 28/11/1997: Comienza el proceso liberalizador para determinados grandes consumidores.
2. 01/01/2003: Todos los consumidores tienen derecho a contratar libremente en el mercado, aunque se mantienen las tarifas integrales.
3. 01/07/2009: Desaparecen las tarifas integrales, aunque la mayoría de los consumidores pueden acogerse a las tarifas de último recurso, y determinados consumidores al bono social.

Tras la culminación del proceso liberalizador, el escenario quedaría de la siguiente forma:

La explotación de las redes eléctricas (de transporte y distribución) tienen un carácter de monopolio natural, haciendo ineficiente la introducción de competencia en estas actividades. Por lo que estas actividades continuarían siendo reguladas.

Por el contrario, tal y como ya hemos descrito, la generación y la comercialización pasaron a ser las actividades liberalizadas en el sistema eléctrico de España. Además, [4] estableció la obligación de separar jurídica y contablemente dentro de las empresas eléctricas las actividades reguladas de las actividades liberalizadas, que son desarrolladas por los operadores en régimen de libre competencia, rigiéndose su retribución por las leyes de la oferta y la demanda.

De esto modo y a partir de este momento, los consumidores cualificados podrían acceder al suministro eléctrico a través de formas de contratación distintas:

1. Contratar el suministro eléctrico en el mercado liberalizado en alguna de las siguientes variantes:
 - Contratar el suministro a través de una comercializadora
 - Contratar en el mercado mayorista (pool)
 - Contratar el suministro directamente con productor
2. Contratar el precio voluntario al pequeño consumidor (antigua TUR) a través de una comercializadora de referencia (CUR) si se cumplen los requisitos necesarios. [2]

1.3 El sector eléctrico en la actualidad

La norma básica que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector es la Ley 24/2013 [9], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En esta norma se mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, ya recogida en la norma anterior, al tiempo que se impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador.

En la figura 2 podemos ver los principales desarrollos legislativos, nacionales y comunitarios, que han guiado el desarrollo del sector eléctrico en España desde la aprobación de [4] hasta la actualidad.

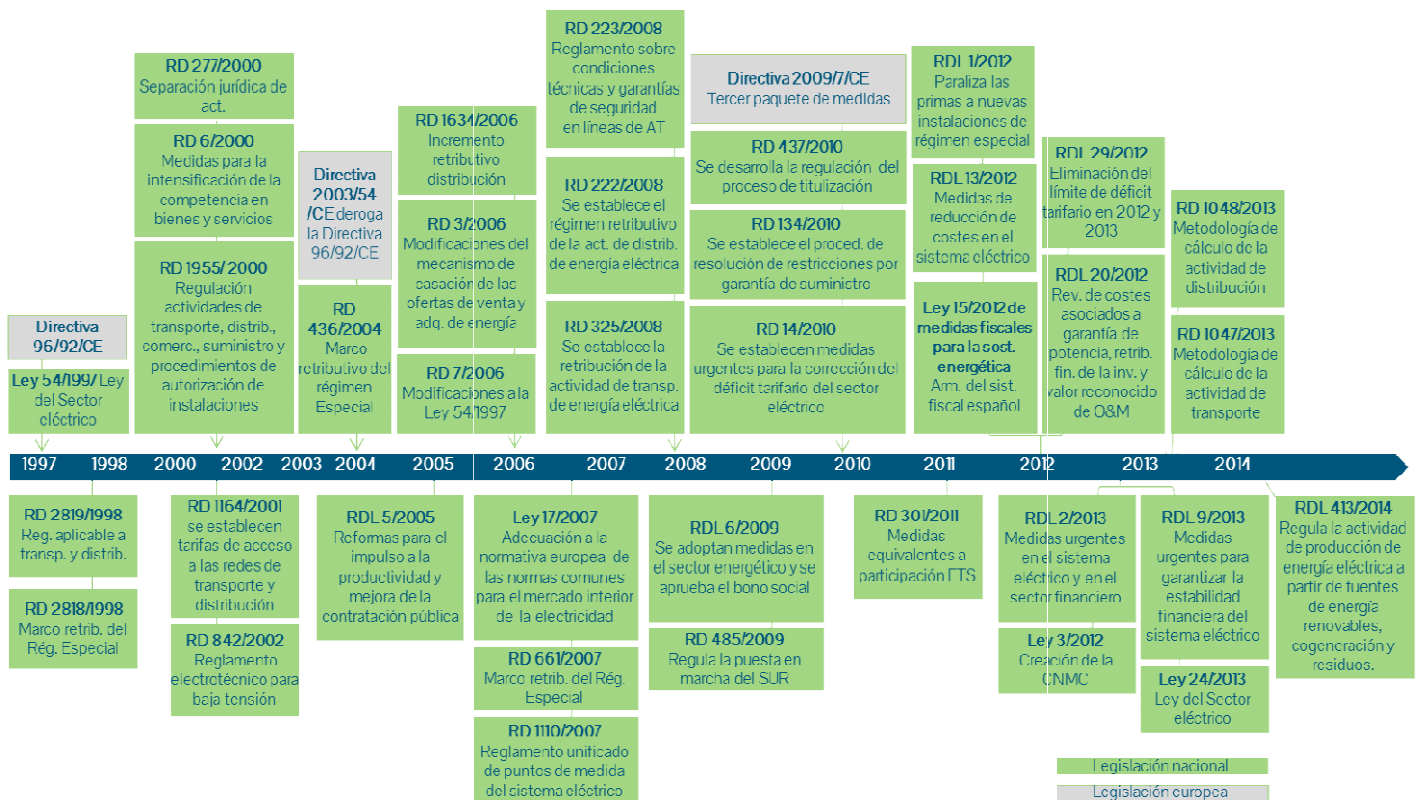


Figura 2: Legislación básica del sector eléctrico en España. [2]

Es importante recordar que con la aprobación de la Ley 3/2013 [10], con el fin de reorganizar determinados órganos supervisores y reguladores se crea la figura del organismo público “Comisión Nacional de los Mercados y la competencia” (CNMC) quien asumirá las funciones de éstos, entre las que podemos destacar:

- Garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos.
- Incrementar la seguridad jurídica y la confianza institucional
- Promover una visión integrada de todos los sectores de su ámbito
- Adaptarse a la transformación de los sectores administrativos y dar respuesta institucional a los progresos tecnológicos.

De esta forma, quedan completamente definidos los agentes del sector eléctrico en la actualidad.

El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Las principales son las siguientes [1]

- **Generación:** Consiste en la producción de energía eléctrica.

- **Transporte:** Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales.
La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la red de transporte secundario (hasta 220 kV).
- **Distribución:** Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.
- **Comercialización:** La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.

En la figura 3, podemos ver la estructura del mercado eléctrico en la actualidad.

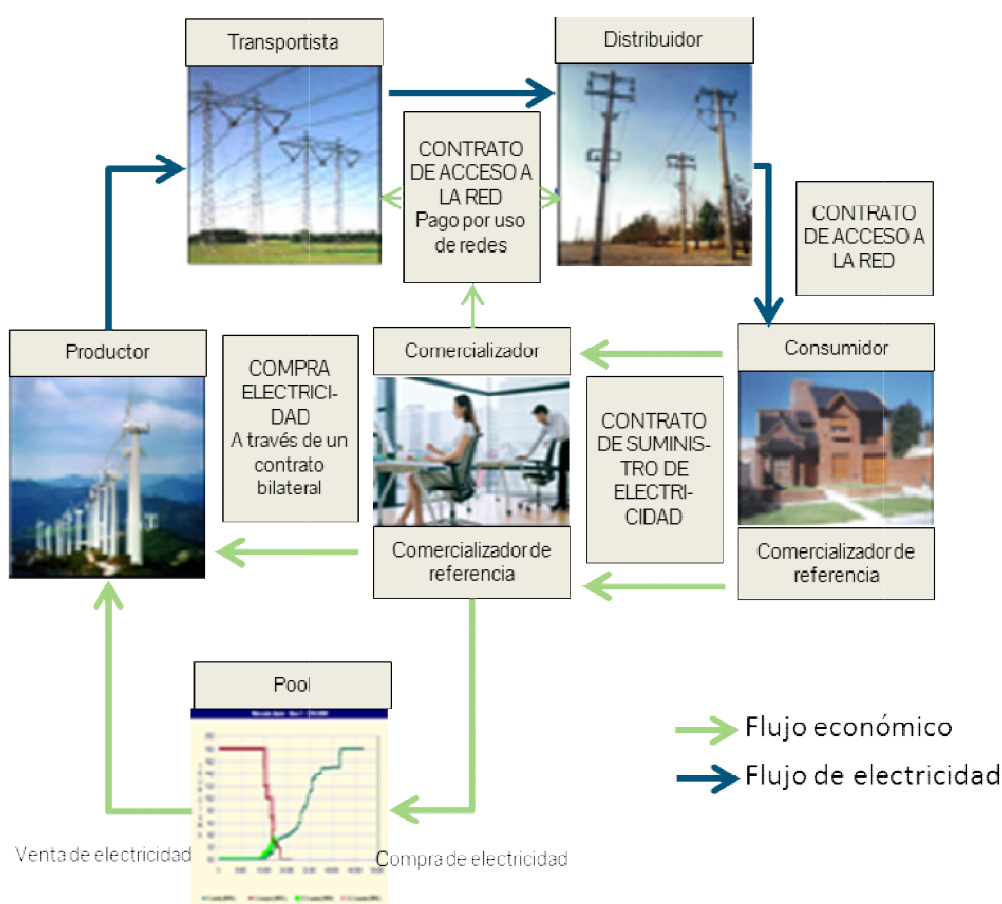


Figura 3: Descripción simplificada de la estructura del Sistema eléctrico en España [2]

Es importante destacar, que gran parte de las medidas introducidas a través de los distintos desarrollos legislativos que se han dado en el sector eléctrico en España, a partir de la liberación el sistema eléctrico, trataban de resolver el importante problema de déficit tarifario en el que se encuentra sumido el sistema eléctrico español.

El déficit tarifario surge a raíz de la liberación del sistema eléctrico, y se podría definir como la diferencia económica entre los costes reconocidos por el gobierno a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de los peajes de acceso a las tarifas eléctricas. Antes de la entrada en vigor de [4], el mercado eléctrico estaba sujeto a una regulación de precios que se basaba en los costes reales, donde las empresas eléctricas eran auditadas y los precios de las tarifas eléctricas se basaban en estos costes reales más un margen de beneficio para las eléctricas que establecía el gobierno. El cambio a un sector eléctrico liberalizado, caracterizado teóricamente por tratarse de un mercado competitivo, tiene como finalidad conseguir una reducción de precios al consumidor final y la mejora de la calidad del servicio, sin embargo, tal y como hemos podido comprobar desde entonces, podríamos decir que la principal finalidad del mismo no ha sido conseguida dadas las subidas tan importantes que se han dado en los precios finales a los consumidores en los últimos años y al cada vez mayor déficit tarifario acumulado.

Podemos ver en la figura 4, un resumen del déficit tarifario desde el año 2000 hasta 2013.

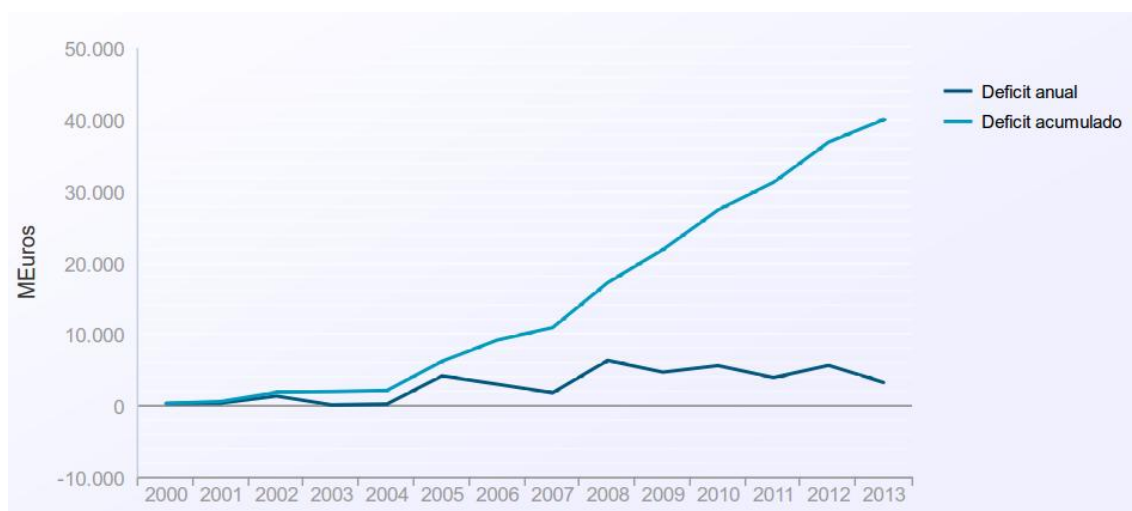


Figura 4: Déficit de tarifa anual y acumulado sector eléctrico español. [11]

CAPÍTULO 2. Análisis del mercado eléctrico español

2.1 El mercado eléctrico

El suministro de electricidad consiste en la entrega de energía a los consumidores finales a cambio de una contraprestación económica. Esta actividad se realiza por las empresas comercializadoras.

Son las empresas comercializadoras, quienes se encargan de comprar la energía en el mercado mayorista de la electricidad para su posterior venta a los consumidores finales.

El precio que los consumidores finales pagaran incluye además una serie de costes adicionales a los propios costes de producción de la energía que se pueden desglosar de la siguiente forma:

- a) Costes de producción: Costes derivados de la producción de la energía eléctrica
- b) Costes de comercialización: Margen de beneficio para la empresa comercializadora (incluidos en coste regulados para tarifas PVPC)
- c) Costes regulados: Son los costes regulados por el gobierno de los cuales destacamos: Peajes de acceso, pagos por capacidad, primas, costes permanentes, alquiler de los equipos de medida, cargos, pérdidas de transporte y distribución.
- d) Impuesto sobre la electricidad y sobre el valor añadido.

La suma de todos estos costes dará lugar al precio que paga un consumidor. Por ello, vamos a proceder a explicar de forma resumida cuales son los costes regulados y cuáles son los costes del mercado de producción.

2.2 Componente regulada del precio de la electricidad.

Tal y como hemos adelantado en el capítulo anterior, estos costes son establecidos por la administración pública y se publican en distintos reales decretos, órdenes y leyes en el Boletín Oficial del Estado (BOE). Según se establece en el Real Decreto 1164/2001 [12], los costes regulados de la tarifa de acceso deberán incluir los siguientes costes:

- Los costes de transporte de energía eléctrica.
- Los costes de distribución de energía eléctrica.
- Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que se relacionan a continuación:
 - a) Moratoria nuclear.
 - b) «Stock» básico del uranio.
 - c) Segunda Parte del ciclo del combustible nuclear.
 - d) Compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico en concepto de

interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.

e) Sobrecoste del régimen especial.

- Los costes permanentes que se relacionan a continuación:
 - a) Compensación de extrapeninsulares.
 - b) Operador del sistema. (R.E.E)
 - c) Operador del mercado. (OMIE)
 - d) Comisión Nacional de Energía (ahora CNMC)
 - e) Costes de transición a la competencia. (CTC)

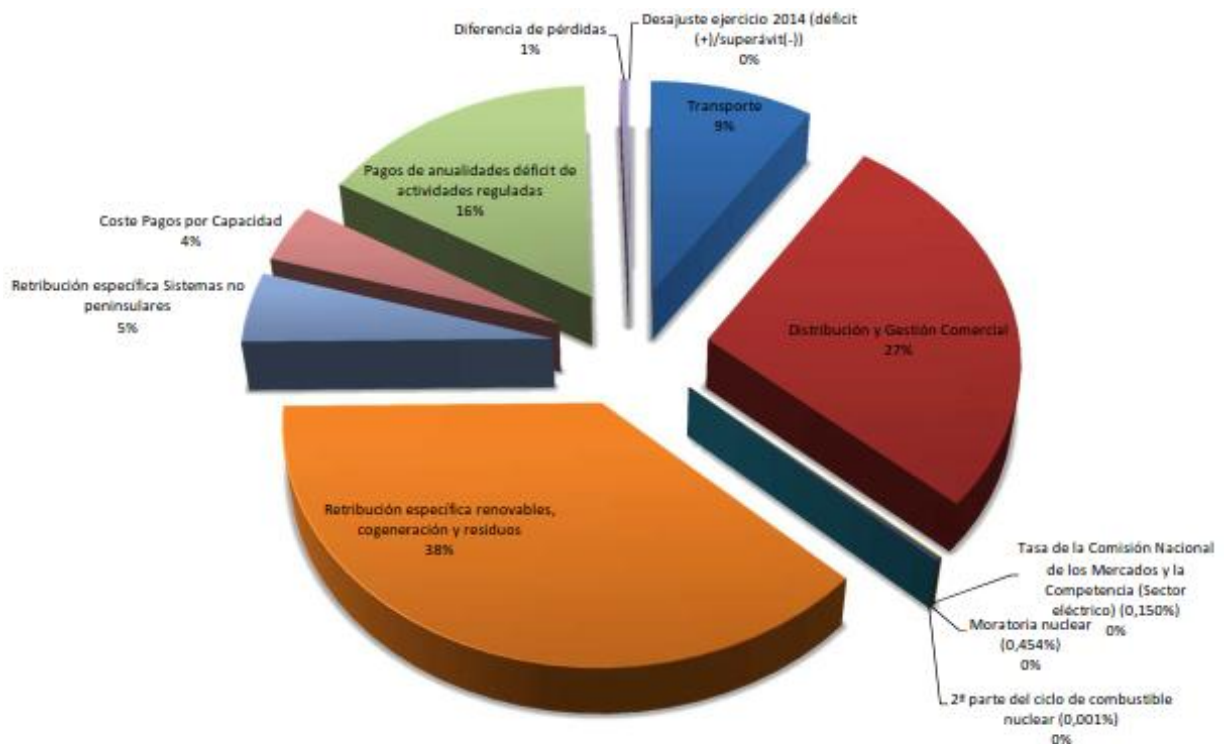
En su caso, las tarifas de acceso incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

Podemos ver la estimación de costes para el año 2015 según Orden IET/2444/2014 [13] que se muestra en la Tabla 2.

CONCEPTO	Miles de €
E. Costes	18.421.389
Transporte	1.712.124
Retribución del transporte	1.690.555
Incentivo disponibilidad del transporte 2014	21.569
Distribución y Gestión Comercial	5.041.464
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	4.655.424
Retribución distribución	4.602.464
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015	89.048
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2014	-36.088
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	329.340
Gestión Comercial	56.700
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)	20.661
Moratoria nuclear (0,454%)	35.760
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	138
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos	6.980.000
Retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta y eficiencia y residuos	7.100.000
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)	-120.000
Retribución específica Sistemas no peninsulares	887.170
Coste Pagos por Capacidad	735.000
Incentivo a la Inversión	n.d
Incentivo a la Disponibilidad	n.d
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	n.d
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.927.649
Fondo de titulización	2.270.360
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	283.471
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	96.057
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	277.761
Diferencia de pérdidas	90.000
Desajuste ejercicio 2014 (déficit +)/superávit(-)	-8.577

Tabla 2: Estimación de costes de acceso para el ejercicio 2015. Fuente: [13]

Si analizamos en detalle esta estimación de costes, podemos ver en el gráfico 1 que la partida con más peso es la referida a la retribución específica para renovables, cogeneración y residuos, seguida de las referidas a distribución y pagos por el déficit de tarifa.



Gráfica 1: Costes de acceso estimados para el ejercicio 2015. [13]

2.3 Componente del mercado de producción. El mercado mayorista eléctrico

OMIE, como operador del mercado eléctrico, gestiona el mercado ibérico de la electricidad (MIBEL). El mercado de electricidad, permite la compra y venta de electricidad entre los agentes (productores, comercializadores, consumidores, etc.) a precio conocido, transparente y accesible.

El mercado ibérico de electricidad lo componen los mercados a plazo que son gestionados por OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP) y el mercado diario y los mercados intradiarios gestionados por OMIE. [14]

Los mercados a plazo, gestionados por OMIP, son un conjunto de mercados que intercambian contratos de compra-venta de energía eléctrica con antelación de años, meses, semanas o días y en los que el plazo de entrega de la energía es superior a 24 horas. Entre estos podemos destacar los contratos bilaterales, que son contratos adaptados a las necesidades de los agentes, compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera. La liquidación financiera sería el pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio pactado en el contrato. Por otro lado, dentro de los mercados a plazo se dan contrataciones de productos estandarizados a través de mercados organizados y subastas organizadas.

Además, también podemos hacer referencia al mercado OTC (over de counter) que no sería un mercado organizado ni estandarizado, si no que se realizan transacciones a través de intermediarios (físicos o virtuales), y no está gestionado por OMIP. [15]

Dado que en la península ibérica, la mayor parte de las transacciones de energía eléctrica que se realizan se dan en el mercado diario e intradiario, vamos a centrarnos en ambos mercados para poder comprenderlos.

Es importante destacar, que además de los mercados citados hay otros mercados y actuaciones de menor importancia que tienen un impacto en el precio final de la energía eléctrica y que se definirán más adelante.

2.3.1 El mercado diario

El mercado diario es el principal mercado de contratación de electricidad en la Península Ibérica y funciona los 365 días del año. Tiene como función principal gestionar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y la adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes de mercado. Las ofertas de estos vendedores se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario de programación, correspondiente al día siguiente del día de cierre de la recepción de ofertas para la sesión, y comprensivo de veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos (veintitrés o veinticinco periodos en los días en que se produzca cambio de hora). Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello. [14]

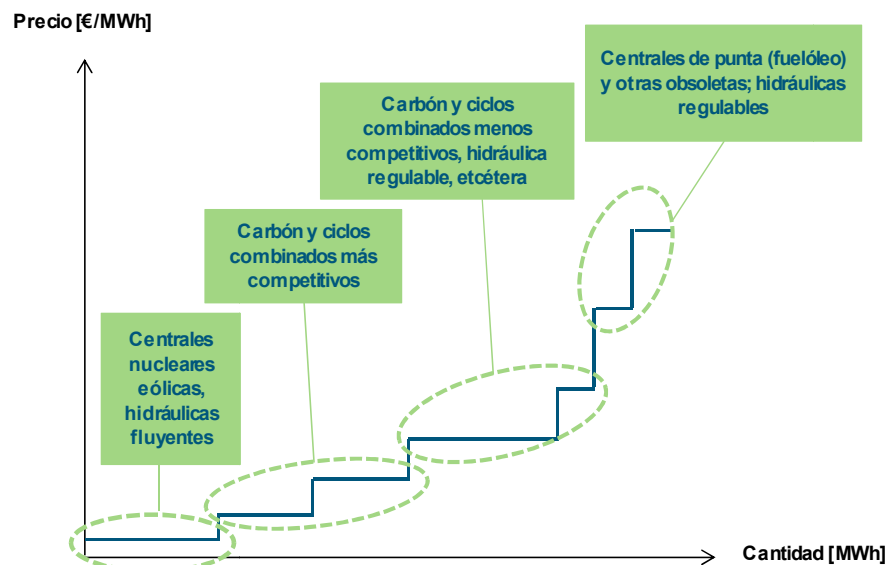
Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de referencia. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario.

- Los comercializadores de referencia acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores.
- Los comercializadores acuden al mercado para adquirir la energía para su venta a los consumidores directos.
- Los consumidores directos pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor.

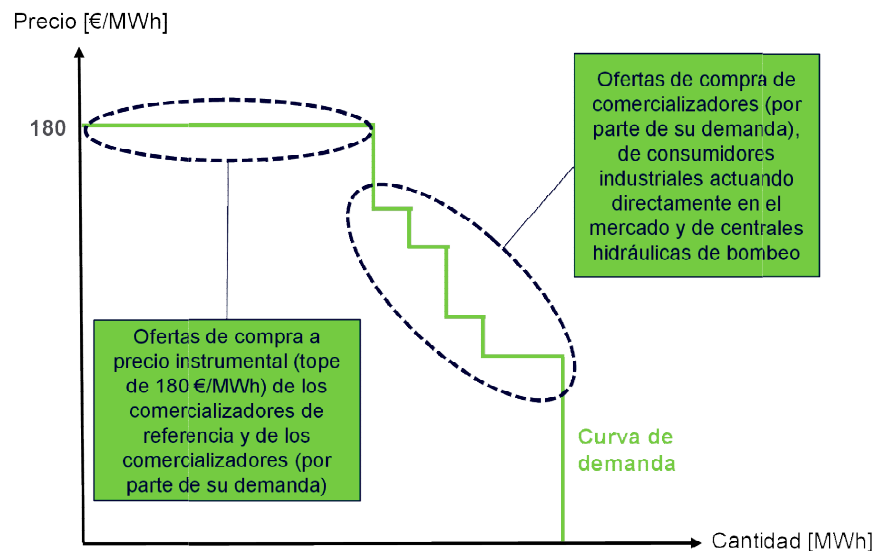
El objetivo del mercado diario es el de definir para cada hora del día siguiente el precio y las cantidades de energía que se van a producir y consumir. Los precios de la electricidad, se fijan diariamente (todos los días del año) a las 12.00h para las veinticuatro horas del día siguiente.

El precio y el volumen de energía para una hora determinada, se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda siguiendo un modelo de mercado marginalista y que está basado en el algoritmo Euphemia.

Las ofertas de venta y de compra podrán realizarse considerando entre 1 y 25 tramos en cada hora del día siguiente. En cada tramo se oferta la cantidad de energía eléctrica y el precio para la misma, siendo este precio creciente (gráfica 2) en cada tramo en el caso de las ofertas de venta y decreciente en el caso de las ofertas de compra (gráfica 3) [14]



Gráfica 2: Curva tipo de oferta de electricidad. [2]



Gráfica 3: Curva tipo de demanda de electricidad. [2]

Existen dos tipos de ofertas de venta que merece la pena distinguir, las ofertas de venta simples y las ofertas de venta que incorporan condiciones complejas.

Las ofertas simples, son ofertas económicas que se basan en los principios que hemos definido anteriormente, se trata de una oferta económica de venta de energía para

cada periodo horario y unidad de producción y son expresadas en una cantidad de energía y un precio para dicha cantidad de energía.

Las ofertas de venta que incorporan condiciones complejas, son aquellas que cumpliendo los requisitos de las ofertas simples, incluyen además todas, algunas o alguna de las siguientes condiciones: [14]

- **La condición de indivisibilidad.** Permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- **El gradiente de carga.** Permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de hora siguiente de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.
- **La condición de ingresos mínimos.** Permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado.
- **La condición de parada programada.** Permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

La casación del mercado diario, es decir, la consecución del precio del mercado diario, se realiza a través del algoritmo de casación Euphemia que busca la optimización del denominado welfare, que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta de venta casado.

El algoritmo Euphemia considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales

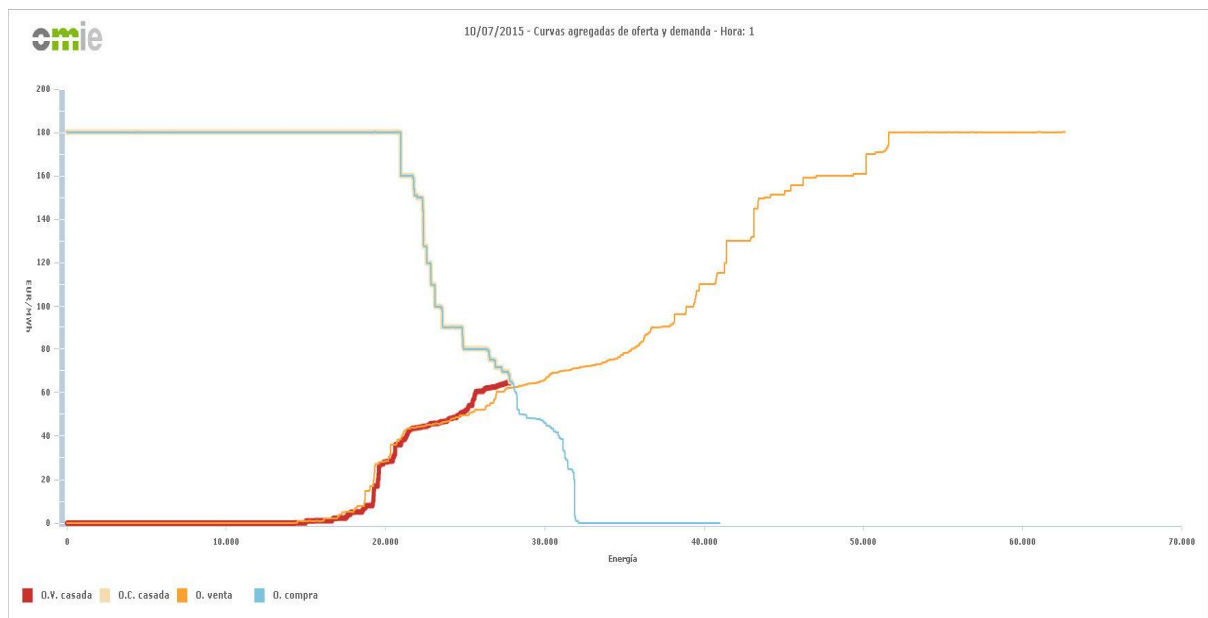
para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh. [14]

El algoritmo Euphemia considera en cada mercado las condiciones de bloque o condiciones complejas específicas de dicho mercado, siendo las condiciones para las ofertas del mercado ibérico las establecidas en estas reglas. El resultado del algoritmo Euphemia está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En este sentido el flujo neto entre las zonas de oferta internas al mercado ibérico (flujo entre España y Portugal) y las fronteras del sistema ibérico (flujo entre España y Francia, y flujo entre España y Marruecos), estarán limitadas a la capacidad disponible para el mercado comunicada por los operadores del sistema responsables de dicha comunicación.

El algoritmo Euphemia trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, excluida la condición de indivisibilidad, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja o han declarado solamente la condición de indivisibilidad. [14]

Podemos ver en la gráfica 4 un ejemplo de la casación de precios en el mercado diario:



Gráfica 4: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora: 1. [14]

2.3.2 El mercado intradiario

Una vez que se ha finalizado el mercado diario, y tras la realización del proceso de restricciones técnicas, tiene lugar el mercado intradiario. Se trata de un mercado de ajustes que funciona de forma similar al mercado diario con algunos matices diferenciadores.

En este mercado, los agentes pueden volver a realizar ofertas de venta y compra de electricidad con el fin de ajustar sus programas de producción y consumo basándose en predicciones más cercanas en el tiempo a la hora del consumo real.

El mercado intradiario, se estructura actualmente en seis sesiones distintas con la distribución de horarios por sesión que se muestran en la siguiente tabla 3.

SESIÓN	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 3: Horarios límite posibles para mercado intradiario. Fuente: Elaboración propia [14]

Por un lado, podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas venta en el mercado diario y que además:

- Hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente
- Hubieran ejecutado un contrato bilateral
- Que no hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente por estar indisponibles y que quedaran posteriormente disponibles

Por otro lado, también podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario y que además:

- Hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente
- Hubieran ejecutado un contrato bilateral

De la misma forma que en el mercado diario, las ofertas que los vendedores en el mercado intradiario presentan al operador del sistema pueden ser simples o presentar condiciones complejas.

Las ofertas simples, son ofertas económicas de venta de energía eléctrica que pueden ser de 1 a 5 tramos para cada periodo horario y unidad de venta o de adquisición

de la que sean titulares. Al igual que en el mercado diario, se expresan en una cantidad de energía y un precio para dicha cantidad de energía. Las ofertas que incluyen condiciones complejas, son aquellas que cumpliendo con los requisitos de las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las siguientes condiciones complejas [14]:

- **Las condiciones de gradiente de carga e ingresos** mínimos son las mismas que las descritas en el mercado diario.
- **La condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.** Permite a las ofertas de venta fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario, que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas. Esto permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil, o en caso de no ser posible en una parte, dejar el programa previo sin modificación de algunas de las horas de forma individual. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo son en otras, como puede ser para adelantar el proceso de arranque o parada, evitar embotellamiento de caldera, etc.
- **La condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.** Implica que solo será programado, en una hora determinada, el primer tramo en caso de ser casado en su totalidad, siendo retirados todos los tramos de dicha hora, y no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas. Esta opción es útil para la programación de grupos que producen (mínimo técnico) o consumen (consumo de bombeo), un valor mínimo o nada.
- **La condición de número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta.** Se podría aplicar cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o dejar de consumir de forma consecutiva al menos un número de horas. La misma condición sería aplicable a un consumidor que, por ejemplo, no puede poner en funcionamiento una fábrica por un número de horas inferior al especificado en la oferta.
- **La condición de energía máxima.** Permite a unidades de oferta que tengan una limitación en la disponibilidad de energía, ofertar en todas las horas pero limitando el valor casado a un máximo global de energía. Esta condición es necesaria debido a la volatilidad de los precios del mercado intradiario entre horas, que no permiten conocer las horas en las que pueden casar las unidades de producción o adquisición, y sin embargo tiene un límite la energía que pueden vender, como puede ser el caso de las unidades de generación de bombeo.

De forma análoga, las ofertas de adquisición de energía eléctrica también pueden ser simples o presentar condiciones complejas. Las definiciones son iguales pero salvando la obviedad de que en este caso se trata de ofertas de adquisición y no de venta. En el caso de las ofertas con condiciones complejas, éstas son las mismas que en el caso de las ofertas de venta salvo en el caso del ingreso mínimo que en el caso de ofertas de adquisición con condiciones complejas ésta sería el pago máximo aplicado a las compras de energía, que en este caso no saldrán casadas a no ser que el coste sea menor a un valor prefijado.

La casación de las ofertas de venta y adquisición de energía serán realizadas por el operador del mercado por medio del método de casación simple o complejas, según se trata de oferta simples u ofertas con condiciones complejas.

El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada oferta de compra y de venta, para cada periodo horario de programación.

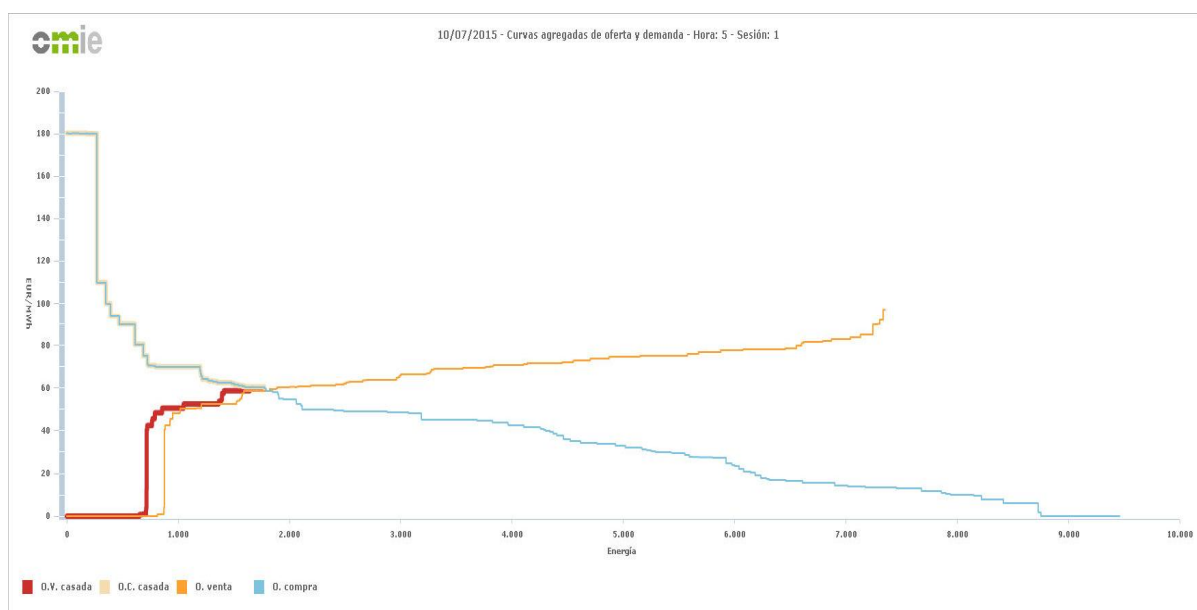
El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añade la condición de gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de venta y adquisición casadas cumplen las condiciones complejas declaradas, siendo ésta solución la primera solución final provisional.

Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico (congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra.

En la gráfica 5, podemos ver un ejemplo de la casación de precios en el mercado intradiario.



Gráfica 5: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora: 5 – Sesión: 1. [14]

2.3.3 Mercados de servicios de ajuste

Tal y como adelantamos al comienzo del capítulo 2, existen una serie de mercados de muy corto plazo, organizados por el Operador del Sistema (REE), mediante los que se adecuan los programas de producción, libremente establecidos por los sujetos en el mercado diario y mediante contratación bilateral, y posteriormente en el mercado intradiario, a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico con el último fin de mantener el sistema eléctrico en un equilibrio físico entre generación y demanda de energía eléctrica y dentro de un nivel de seguridad apropiado.

Se entiende por servicios de ajuste o mercados de ajuste los siguientes servicios [17]:

- **Servicio de restricciones técnicas:**

Podemos distinguir diferentes procesos en función del horizonte temporal en el que sean identificadas y resueltas las restricciones técnicas, pudiendo darse en el mercado diario, tras los mercados intradiarios o en tiempo real. Principalmente, su finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, mediante la limitación y modificación, en su caso, de los programas de producción de las unidades de generación y de consumo de bombeo que resuelven las restricciones técnicas identificadas con el menor coste para el sistema, y el posterior reequilibrio de generación y demanda para compensar las modificaciones de programa incorporadas para resolver las restricciones técnicas identificadas.

- **Servicios complementarios:**

- Reserva de potencia adicional a subir. Servicio complementario de carácter potestativo, gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado y que tiene por objeto dotar al sistema eléctrico del necesario nivel de reserva de potencia a subir, teniendo en consideración la reserva de potencia disponible en el programa previsto del horizonte diario.
- Regulación secundaria. Servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control "España", y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).
- Regulación terciaria. Servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

- **Gestión de desvíos**

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre el mercado intradiario y la regulación terciaria, dotando al Operador del Sistema de la provisión de un servicio gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado, y de mayor flexibilidad que la reserva de regulación terciaria para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, que puedan identificarse tras el mercado intradiario, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Además, podemos considerar también como servicios de ajuste los servicios transfronterizos de balance de reciente creación. Éstos permiten el intercambio bilateral de energías de balance con los sistemas eléctricos vecinos, utilizando la capacidad de intercambio vacante tras los ajustes de programa en el mercado intradiarios. Estos servicios son considerados como un elemento clave en el futuro mercado europeo de electricidad.

La región South West Europe (SWE), formada por Francia, Portugal y España cuenta a día hoy con dos soluciones bilaterales para establecer intercambios de servicios de balance entre sistemas del tipo Replacement Reserve (Terciaria/Gestión de Desvíos, energía firme horaria, con tiempo de activación de 30 minutos).

Estos mecanismos fueron implantados en la interconexión Francia-España (IFE) y en la interconexión Portugal- España (IPE), el 11 y el 17 de junio de 2014, respectivamente.

En la figura 5, podemos ver la secuencia de tiempo de los mercados anteriormente descritos:

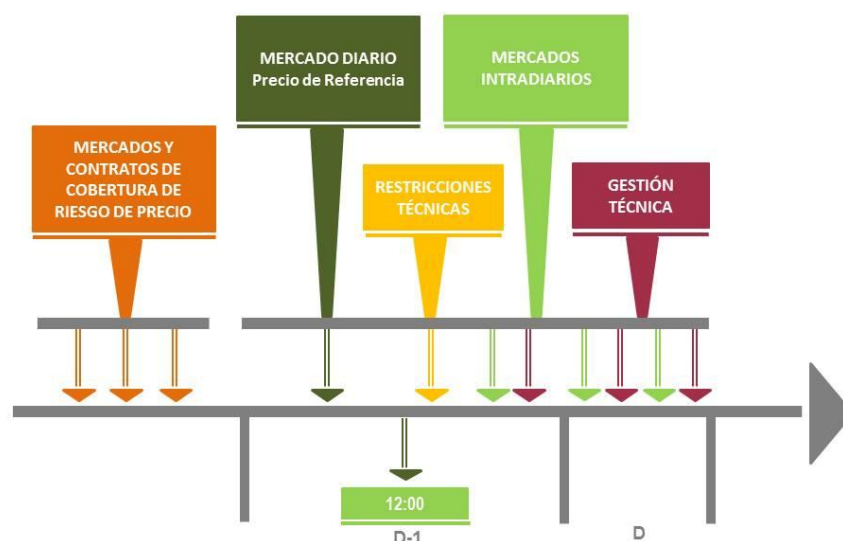
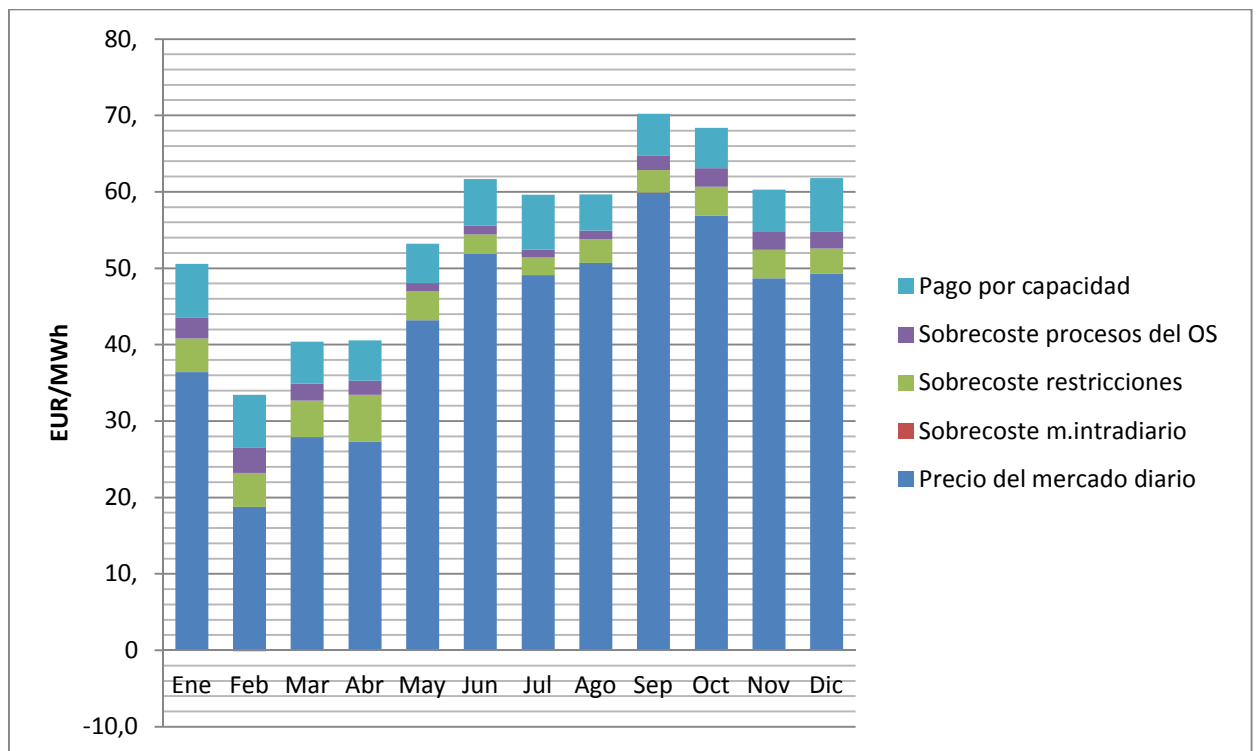


Figura 5: Secuencia de tiempo de los mercados y procesos del MIBEL. [14]

2.3.4 Resultados del mercado

Como resumen, tal y como hemos explicado anteriormente, en el mercado diario se producen los intercambios de energía eléctrica entre generadores y consumidores con un día de antelación en los que se pacta una cantidad de energía a un precio determinado. Posteriormente, en los mercados intradiarios, los generadores y consumidores pueden volver a intercambiar energía ajustando sus consumos y generaciones al nivel deseado. Entre éstos, se producen los ajustes que el operador del sistema realiza para mantener el equilibrio entre generación y consumo y para garantizar la seguridad de suministro en las mejores de las condiciones.

Una vez analizados los distintos mercados en los que tiene lugar la consecución del precio final medio, podemos ver en la gráfica 6 cuales son las componentes de dicho precio final y cómo afecta cada una en la consecución del mismo. Como podemos ver, el mercado diario es el más importante de todos.



Gráfica 6: Componentes precio final medio de la demanda nacional en 2014. [14]

CAPÍTULO 3. Mercado minorista. Contratación de la energía eléctrica

3.1 Comercializadoras en el mercado minorista

La actividad de la comercialización se lleva a cabo en el mercado minorista, donde se produce la adquisición de la energía por parte de los consumidores cualificados a través de las empresas comercializadoras en régimen de competencia. Las empresas comercializadoras son sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores o usuarios que adquieren la energía en el mercado mayorista tal y como hemos visto en capítulos anteriores y se la suministran a los clientes o consumidores finales. Para ello, las empresas comercializadoras deben hacer una buena previsión del consumo de sus clientes, con el fin de poder planificar la adquisición de la energía en el mercado mayorista. El valor añadido que ofrecen las empresas comercializadoras es, por tanto, esa adquisición de la energía eléctrica. [22]

A continuación se resumen las principales obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras, tal y como se indica de forma más detallada en el artículo 46 de la [21].

- Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.
- Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.
- Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta ley, y con el desglose que se determine.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
- Procurar un uso racional de la energía.
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas

de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

- Tener a disposición de las autoridades competentes, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.
- Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.
- Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio.
- Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente.
- Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

Además tienen los siguientes derechos:

- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.
- Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.
- Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.
- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.
- Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.

Podemos ver la relación de comercializadores de energía eléctrica actualizada a 1 de septiembre de 2015 en [18].

Llegados a este punto, se hace necesario introducir el concepto de comercializador de referencia (anteriormente denominado comercializador de último recurso). Los comercializadores de referencia son designados por el Gobierno y tienen la obligación de comercializar el suministro de referencia (antes denominado tarifa de último recurso) a los consumidores que cumplan los requisitos establecidos en el Real Decreto 216/2014 [20]. Con fecha 5 de mayo de 2015, los comercializadores de referencia designados por el gobierno son [19]:

- Endesa Energía XXI, S.L.U
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R., SDG, SA.

- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A
- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U
- Teramelcor, S.L.
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A.

Además de las obligaciones y derechos recogidos en el artículo 46 de [9] para los comercializadores, los comercializadores de referencia tienen las siguientes obligaciones y derechos adicionales, recogidas en [20].

- Atender las solicitudes de suministro de energía eléctrica y formalizar los correspondientes contratos con los consumidores que tengan derecho de acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)
- Atender las solicitudes de los consumidores que opten por acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).
- Atender las solicitudes de los consumidores que tengan la condición de vulnerables y les resulten de aplicación las tarifas de último recurso de acuerdo a lo previsto en el artículo 17.3 de [9], de 26 de diciembre, y en el título V de este real decreto.
- Atender las solicitudes de los consumidores que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de contrato en vigor con un comercializador libre, y les resulten de aplicación las correspondientes tarifas de último recurso de acuerdo con lo previsto en el artículo 17.3 de [9], de 26 de diciembre, y en el título V de este real decreto.
- Atender las solicitudes de los consumidores que como consecuencia del incumplimiento de los requisitos exigidos para el ejercicio de la actividad de comercialización de una empresa comercializadora, sean objeto de traspaso de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 47.2 de [9], de 26 de diciembre.
- Llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a precio voluntario para el pequeño consumidor.

3.2 Tipos de consumidores

Desde el julio de 2009, todos los consumidores fueron declarados, por decreto, consumidores de mercado o cualificados como hemos visto en capítulos anteriores. Entre estos podemos hacer una distinción en cuanto al mercado al que acuden a comprar la energía eléctrica, quedando dividido de la siguiente forma:

- **Consumidores del mercado minorista:** Se trata de los pequeños consumidores domésticos o industriales que compran la energía eléctrica a través de un comercializador en el mercado libre o que adquieren una tarifa regulada PVPC a través del comercializador de referencia, siendo en este último caso posible únicamente en el supuesto de que tengan derecho al acceso a las mismas. Generalmente se trata de suministros en baja tensión (<1kV).
- **Consumidores del mercado mayorista o consumidores directos:** Habitualmente se trata de grandes consumidores industriales que acuden al mercado mayorista a comprar la energía eléctrica. Este tipo de consumidores contrataran la energía

eléctrica en el mercado mayorista y el correspondiente contrato de acceso a las redes de transporte y distribución con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectados directamente a la red de transporte. Los consumidores directos tendrán las obligaciones y derechos que se indican en el apartado anterior que les sean de aplicación, correspondientes a los comercializadores.

También es necesario hacer una distinción de los tipos de consumidor de acuerdo a la tarifa de acceso que tienen contratada para su consumo de energía eléctrica.

Estudiaremos las tarifas de acceso disponibles en el mercado libre en el siguiente apartado.

3.3 La tarifa de acceso.

Las tarifas de acceso, tal y como ahora las conocemos, nacen a raíz de la entrada en vigor de [4]. Las actividades de transporte y distribución, por sus características intrínsecas, se consideran monopolios naturales y son reguladas por el gobierno. Es por esto, que los costes de acceso a la red de transporte y distribución deben ser pagados por todos los consumidores cualificados según sus características de consumo e independientemente de que adquieran la energía a precio libre o regulado. Estos costes, serán satisfechos por parte de los consumidores a través de los peajes de acceso y cargos. Inicialmente, según la estructura de las tarifas de acceso que se aprobó en [12], las tarifas de acceso únicamente serían de aplicación a los siguientes sujetos:

- Consumidores cualificados
- Comercializadores como mandatarios en nombre de los consumidores cualificados.
- Los autoprodutores para el abastecimiento a sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales en las que su participación en el capital social sea mayoritaria, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.
- Los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía eléctrica que realicen.

Sin embargo, posteriormente con la aprobación por parte del gobierno del Real Decreto 1544/2011 [23], de 31 de octubre de 2011, se generó un nuevo peaje de acceso para los productores de energía eléctrica que hasta el momento habían estado exentos del pago de ningún coste por estos conceptos. Según éste, las empresas productoras debían hacer frente al pago del nuevo peaje de acceso con carácter retroactivo desde el día 1 de enero de 2011, siendo el peaje de acceso de 0,5 €/MWh hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso de acuerdo a lo dispuesto en artículo 17 de [4].

Los peajes de acceso, con independencia de las particularidades económicas y geográficas de las redes en las distintas zonas donde se encuentran los consumidores, son únicos para todo el territorio español. La suma de los peajes de acceso a los cargos debe dar como resultado el pago íntegro de los costes reconocidos del sistema, salvo el coste de la energía y los costes asociados a la gestión del comercializador.

El método para determinar las tarifas de acceso de electricidad debe cumplir con los siguientes principios generales:

- a) Recuperación de los costes de acceso determinados reglamentariamente.
- b) Asignación eficiente de los costes entre distintos suministros.
- c) Tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional.

En la figura 6, podemos ver de manera desglosada la distribución del coste del suministro eléctrico.

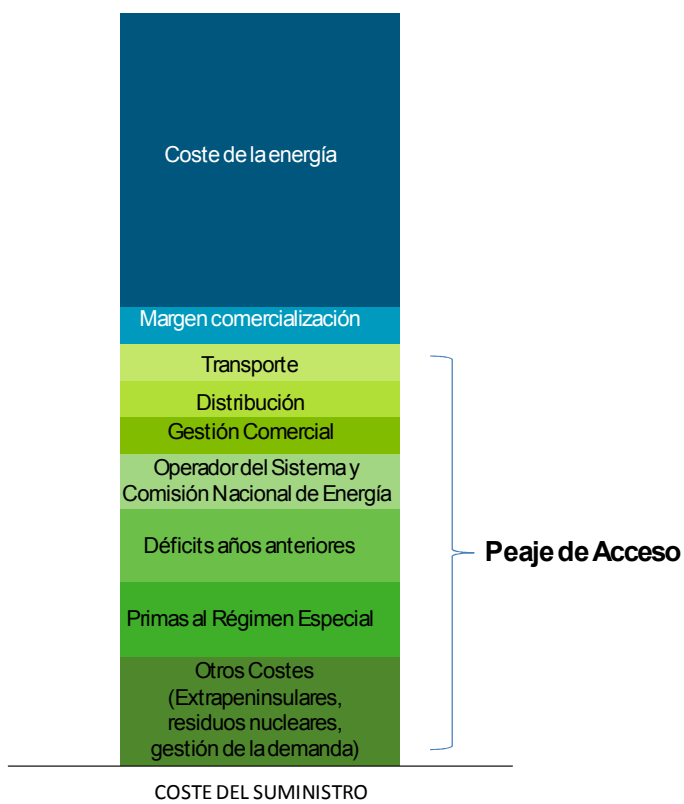


Figura 6: Estructura del coste de suministro. [2]

3.3.1 Definición de las tarifas de acceso

Según Orden ITC/1723/2009 [24] y Real Decreto 647/2011 [25], podemos clasificar las tarifas de acceso de acuerdo al nivel de tensión a la que se haga la acometida de la siguiente forma:

▪ Tarifas de baja tensión

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 Kv y son las siguientes:

- **2.0A:** Para potencias contratadas no superiores a 10 kW sin discriminación horaria.
- **2.0DHA:** Para potencias contratadas no superiores a 10 kW con discriminación horario de 2 periodos.
- **2.0DHS:** Para potencias contratadas no superiores a 10 kW con discriminación horaria de 3 periodos.
- **2.1A:** Para potencias contratadas superiores a 10 kW y no superiores a 15 kW sin discriminación horaria.
- **2.1DHA:** Para potencias contratadas superiores a 10 kW y no superiores a 15 kW con discriminación horario de dos periodos.
- **2.1DHS:** Para potencias contratadas superiores a 10 kW y no superiores a 15 kW con discriminación horaria de tres periodos.
- **3.0A:** Para potencias superiores a 15 kW con discriminación horaria de tres periodos.

▪ Tarifas de alta tensión

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 Kv y son las siguientes:

- **3.1A:** Para niveles de tensión no superiores a 36 kV, potencia no superior a 450 kW y con discriminación horaria de tres periodos.
- **6.1A:** Para niveles de tensión no superiores a 30 kV con potencia superior a 450 kW en alguno de los periodos, con discriminación horaria de seis periodos.
- **6.1B:** Para niveles de tensión superiores a 30 kV y no superiores a 36 kV con potencia superior a 450 kW en alguno de los periodos y con discriminación horaria de seis periodos.
- **6.2:** Para niveles de tensión superiores a 36kV y no superiores a 72,5 kV con discriminación horaria de 6 periodos.
- **6.3:** Para niveles de tensión superiores a 72,5 kV y no superiores a 145 kV con discriminación horaria de 6 periodos.
- **6.4:** Para niveles de tensión superiores a 145 kV con discriminación horaria de 6 periodos.
- **6.5:** Para conexiones internacionales.

Podemos ver un resumen en la tabla 4:

TARIFAS DE ACCESO DE BAJA TENSIÓN							
TARIFA	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.1A	2.1DHA	2.1DHS	3.0A
TENSIÓN	< 1 kV						
POTENCIA	≤10 kW			>10 kW y ≤ 15 kW			> 15 kW
PERIODOS	1	2	3	1	2	3	3
TARIFAS DE ACCESO DE ALTA TENSIÓN							
TARIFA	3.1A	6.1A	6.1B	6.2	6.3	6.4	6.5
TENSIÓN	> 1 kV y <36 kV	≥1kV y < 30 kV	≥30 kV y < 36 kV	≥36 kV y < 72,5 kV	≥72,5 kV y < 145 kV	≥145 kV	Conexiones internacionales
POTENCIA	≤450 kW	≥450 kW		Sin restricciones			
PERIODOS	3	6					

Tabla 4: Clasificación tarifas de acceso [6][7]

3.3.2 Periodos tarifarios

Los términos de facturación de potencia y energía se diferencian en función de los distintos periodos horarios. Vamos a ver un resumen para las tarifas de baja y alta tensión:

3.3.2.1 Tarifas de baja tensión

Tal y como hemos adelantado en el apartado anterior, estas tarifas aplican para tensiones de suministro < 1 kV.

Tarifa 2.0A

Esta tarifa no dispone de discriminación horaria por lo que sus términos de facturación de potencia y energía serán únicos durante todo el periodo de facturación.

Tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA

Es la modalidad de dos periodos comúnmente conocida con el nombre de tarifa nocturna. En éstas hay 2 franjas horarias distintas y cada una tiene una duración determinada:

- Horas punta: 10 horas diarias
- Horas valle: 14 horas diarias

Se consideran horas punta o valle, para todas las zonas, según se indica en la tabla 5.

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	22-12	13-23	23-13

Tabla 5: Horario de aplicación tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA. [25]

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Tarifas 2.0 DHS y 2.1 DHS

Es la modalidad de tres periodos comúnmente conocida con el nombre de tarifa supervalle. En éstas hay 3 franjas horarias distintas y cada una tiene una duración determinada:

- Horas punta: 10 horas diarias
- Horas llano: 8 horas diarias
- Horas supervalle: 6 horas diarias

Se consideran horas punta, llano y supervalle, para todas las zonas, según se indica en la tabla 6.

Invierno y verano		
Punta	Llano	Supervalle
13 - 23	23 - 1 y 7 - 13	1 - 7

Tabla 6: Horario de aplicación tarifas 2.0 DHS y 2.1 DHS. [25]

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Tarifa 3.0A

Es la modalidad de tres periodos conocida como tarifa general de baja tensión para potencias superiores a 15 kW. En ésta hay 3 franjas horarias distintas y cada una tiene una duración determinada:

- Horas punta: 4 horas diarias
- Horas llano: 12 horas diarias
- Horas valle: 8 horas diarias

Se consideran horas punta, llano y valle, dependiendo de la zona geográfica donde se encuentra el consumidor, según se indica en la tabla 7.

ZONA	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18 - 22	22 - 24 y 8 - 18	0 - 8	11 - 15	15 - 24 y 8 - 11	0 - 8
2	18 - 22	22 - 24 y 8 - 18	0 - 8	18 - 22	8 - 18 y 22 - 24	0 - 8
3	18 - 22	22 - 24 y 8 - 18	0 - 8	11 - 15	8 - 11 y 15 - 24	0 - 8
4	19 - 23	0 - 1 y 9 - 19 y 23 - 24	1 - 9	11 - 15	9 - 11 y 15 - 24 y 0 - 1	1 - 9

Tabla 7: Horario de aplicación tarifa 3.0A. [26]

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional serán las establecidas en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007 [27] de la siguiente forma:

Zona 1: Península
Zona 2: Baleares
Zona 3: Canarias
Zona 4: Ceuta y Melilla.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

3.3.2.2 Tarifas de alta tensión

Tarifa 3.1A

Se trata de la tarifa específica de tres periodos para tensiones de 1 a 36 kV. En esta tarifa la duración de cada periodo horario es distinto dependiendo de si se trata de días laborables o fines de semana y festivos nacionales, quedando distribuidos según se indica a continuación:

- Horas punta: 6 horas de Lunes a Viernes
- Horas llano: 10 horas de Lunes a Viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos o días festivos de ámbito nacional.
- Horas valle: 8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos o días festivos de ámbito nacional.

Se consideran horas punta, llano y valle, dependiendo de la zona geográfica donde se encuentra el consumidor, para los días laborables según se indica en la tabla 8.

ZONA	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17 - 23	23 - 0 y 8 - 17	0 - 8	10 - 16	8 - 10 y 16 - 24	0 - 8
2	17 - 23	23 - 0 y 8 - 17	0 - 8	17 - 23	8 - 17 y 23 - 24	0 - 8
3	17 - 23	23 - 0 y 8 - 17	0 - 8	10 - 16	8 - 10 y 16 - 24	0 - 8
4	18 - 24	0 - 1 y 9 - 18	1 - 9	10 - 16	9 - 10 y 19 - 0 y 0 - 1	1 - 9

Tabla 8: Horario de aplicación tarifa 3.1A para días laborables. [26]

En el caso de los fines de semanas y festivos de ámbito nacional, la duración de los periodos tarifarios no se diferencian por zonas, como podemos ver en la tabla 9.

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
18 - 24	0 - 18	18 - 24	0 - 18

Tabla 9: Horario de aplicación tarifa 3.1A para fines de semana y festivos. [26]

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Tarifas 6.X

Las tarifas 6.X, introducidas anteriormente, son las tarifas generales de alta tensión y corresponden con la modalidad de seis periodos. Para poder formar el calendario de esta modalidad, es necesario definir las temporadas eléctricas y los tipos de días tal para las distintas zonas geográficas, tal y como se indica en [26]

Temporadas eléctricas: A efectos de la aplicación de tarifas, tanto de suministro como de acceso, se considerará el año dividido en temporadas, incluyendo en cada una los siguientes meses:

- *Para la Península*
 Temporada alta con punta de mañana y tarde: diciembre, enero y febrero.
 Temporada alta con punta de mañana: 2ª quincena de junio y julio.
 Temporada media con punta de mañana: 1ª quincena de junio y septiembre.
 Temporada media con punta de tarde: noviembre y marzo
 Temporada baja: abril, mayo, agosto y octubre.
- *Para Baleares*
 Temporada alta con punta de mañana y tarde: junio, julio, agosto y septiembre.
 Temporada media con punta de tarde: enero, febrero, mayo y octubre
 Temporada baja: marzo, abril, noviembre y diciembre.
- *Para Canarias*
 Temporada alta con punta de mañana y tarde: septiembre, octubre, noviembre y diciembre.
 Temporada media con punta de mañana: julio y agosto.
 Temporada media con punta de tarde: enero y febrero.
 Temporada baja: marzo, abril, mayo y junio.
- *Para Ceuta*
 Temporada alta con punta de mañana y tarde: diciembre, enero, febrero y agosto.
 Temporada media con punta de mañana: julio y septiembre.
 Temporada media con punta de tarde: marzo y noviembre
 Temporada baja: abril, mayo, junio y octubre.

▪ *Para Melilla*

Temporada alta con punta de mañana y tarde: enero y febrero.

Temporada alta con punta de mañana: julio y agosto.

Temporada media con punta de mañana: junio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: diciembre y marzo.

Temporada baja: abril, mayo, octubre y noviembre.

El inicio de la temporada alta eléctrica coincidirá con el primer día del mes de la temporada alta con punta de mañana y tarde.

Definición de Tipos de días: A efectos de la aplicación de tarifas, tanto de suministro como de acceso, se clasifican los días del año eléctrico en diferentes tipos, incluyendo en cada uno los siguientes:

- Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.
- Tipo A1: De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.
- Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.
- Tipo B1: De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.
- Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.
- Tipo D: Sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como de los que no tienen fecha fija.

Una vez conocidas las temporadas eléctricas y los tipos de días, podemos pasar a definir los distintos periodos que se basan en estos conceptos. La composición de los 6 periodos tarifarios quedaría de la siguiente forma:

- Período 1: Comprende 6 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.
- Período 2: Comprende 10 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.
- Período 3: Comprende 6 horas diarias de los días tipo B y B1.
- Período 4: Comprende 10 horas diarias de los días tipo B y B1.
- Período 5: Comprende 16 horas diarias de los días tipo C.
- Período 6: Resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:
 - 8 horas de los días tipo A y A1.
 - 8 horas de los días tipo B y B1.
 - 8 horas de los días tipo C.
 - 24 horas de los días tipo D.

Las horas de este período 6, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

Los horarios a aplicar para cada uno de los periodos anteriormente definidos se pueden ver para la península en la tabla 10.

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h De 18 a 21h	De 11a 19 h	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h De 13 a 18h De 21 a 24 h	De 8 a 11 h De 19 a 24 h	---	---	---	---
3	---	---	De 9 a 15 h	De 16 a 22 h	---	---
4	---	---	De 8 a 9 h De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h De 22 a 24 h	---	---
5	---	---	---	---	De 8 a 24 h	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 10: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zona 1, Península. [26]

De la misma forma podemos ver en las tablas 11 para la aplicación de horarios de las zonas 2 y 3 y la tabla 12 para la zona 4.

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 11 a 14 h De 18 a 21h	De 11a 19 h	---	---	---	---
2	De 8 a 11 h De 14 a 18h De 21 a 24 h	De 8 a 11 h De 19 a 24 h	---	---	---	---
3	---	---	De 9 a 15 h	De 16 a 22 h	---	---
4	---	---	De 8 a 9 h De 15 a 24 h	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5	---	---	---	---	De 8 a 24 h	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 11: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zonas 2 y 3, Baleares y Canarias. [26]

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 12 a 15 h De 20 a 23h	De 11a 19 h	---	---	---	---
2	De 8 a 12 h De 15 a 20h De 23 a 24 h	De 8 a 11 h De 19 a 24 h	---	---	---	---
3	---	---	De 9 a 15 h	De 17 a 23 h	---	---
4	---	---	De 8 a 9 h. De 15 a 24 h	De 8 a 17 h De 23 a 24 h	---	---
5	---	---	---	---	De 8 a 24 h	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 12: Horario de aplicación tarifa 6.X para Zona 4, Ceuta y Melilla. [26]

3.3.3 Componentes tarifas de acceso

Tal y como indicábamos en el apartado anterior la estructura tarifaria se encuentra recogida en [24], modificado posteriormente en su artículo 7.4 por el Real Decreto 1054/2014 [27]. Las tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión. Éstas se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía activa, y en su caso, de un término de facturación de energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye el precio máximo del peaje de acceso. [13] establece los peajes de acceso para el año 2015.

3.3.3.1 El término de facturación de potencia

El término de potencia (T_p) es la parte fija del peaje de acceso y depende de la tensión y potencia contratadas. Se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi} \quad (1)$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i , expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i .

La facturación a los consumidores del término de potencia se realiza de forma mensual y será la doceava parte del resultado de la fórmula anterior. La potencia a facturar (P_{fi}) dependerá de la potencia contratada en cada uno de los periodos tarifarios, salvo en algunas situaciones en las que dependerá de la potencia demandada como veremos más adelante. El precio anual del término de potencia del periodo será

publicado por el gobierno con la revisión de las tarifas de acceso de forma periódica. [12]

Para poder definir el término de facturación de potencia (1), necesitamos por tanto, conocer la potencia a facturar y el precio anual del término regulado.

Vamos por tanto a determinar la potencia a facturar para cada una de las tarifas en el siguiente apartado.

Tarifas 2.0A, 2.0 DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1 DHA y 2.1 DHS.

De forma general, la potencia a facturar (P_{fi}) corresponderá con la potencia contratada. El control de la potencia demandada en cada uno de estos periodos, se realizará a través del Interruptor de Control de Potencia (ICP), que estará tarado al amperaje correspondiente con la potencia contratada. En la modalidad de 2 y 3 periodos, el control mediante ICP se realizará para la potencia contratada en las horas punta.

En los casos en los que la seguridad de suministro sea prioritario y no pueda ser interrumpido, tal y como se describe en el Real Decreto 1454/2005 [29], el consumidor podrá optar a que el control de la potencia base para la facturación se realice por medio de maxímetro. En estos casos, la potencia contratada nunca podrá ser inferior a la potencia que figure en el boletín del instalador para los equipos que no pueden ser interrumpidos.

El maxímetro es un instrumento que se encarga de registrar el promedio de potencia en periodos de 15 minutos. Se reseteará al final de cada periodo de facturación.

Podemos ver los términos de potencia (t_{pi}) establecidos actualmente, según [13], para estas tarifas en la tabla 13.

TARIFA	tp [€/kW año]
2.0A	38,043426
2.0DHA	38,043426
2.0DHS	38,043426
2.1A	44,44471
2.1DHA	44,44471
2.1DHS	44,44471

Tabla 13: Término de potencia para tarifas 2.X a partir de enero 2015. [13]

Tarifas 3.0A y 3.1A.

En estas tarifas el control de la potencia demandada se hará a través de los correspondientes maxímetros para cada uno de los periodos. La potencia a facturar (P_{fi})

que se ha de utilizar en (1) en cada periodo de facturación y cada periodo tarifario se calculará de la forma que se establece a continuación [21]:

- a) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, estuviere dentro del 85% al 105% respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_{fi}).
- b) Si la potencia máxima demandada registrada en el período de facturación, fuere superior al 105% de la potencia contratada, la potencia a facturar en el período considerado (P_{fi}) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- c) Si la potencia máxima demandada en el período a facturar fuere inferior al 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85% de la citada potencia contratada.

Además, en el caso de la tarifa 3.1^a, hay que tener en cuenta que las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

En la tabla 14 podemos ver los términos de potencia (t_{pi}) establecidos para estas tarifas en el año 2015 según [13].

TARIFA	tp [€/kW año]		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	40,728885	24,43733	16,291555
3.1A	59,173468	36,490689	8,367731

Tabla 14: Término de potencia para tarifas 3.X a partir de enero 2015. [13]

Tarifas 6.X

En estas tarifas la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada siempre y cuando la potencia demandada no sobrepase ésta.

El control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida, que se realizaran habitualmente con el maxímetro.

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con la siguiente fórmula [21]:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 1,4064 \times A_{ei} \quad (2)$$

Donde:

F_{EP} = Facturación de los excesos de potencia

K_i = Coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i , definido según tabla 15.

Período	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 15: Coeficientes K_i para la facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X. [21]

A_{ei} = Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=i}^{j=n} (Pdj - Pci)^2} \quad (3)$$

Donde:

Pdj = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado Pci .

Pci = potencia contratada en el período i en el período considerado.

Estas potencias se expresarán en kW.

Los excesos de potencia se facturarán mensualmente.

En la tabla 16 podemos ver los términos de potencia (t_{pi}) establecidos para estas tarifas en el año 2015 según Orden [13].

TARIFA	Tp [€/kW año]					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	39,139427	19,58665	14,33418	14,33418	14,33418	6,540177
6.1B	33,237522	16,63315	12,1727	12,1727	12,1727	5,553974
6.2	22,158348	11,08876	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Tabla 16: Término de potencia para tarifas 6.X a partir de enero 2015. [13]

En las tarifas 6.X hay que tener en cuenta que las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1})

sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

3.3.3.2 El término de facturación de energía activa

El término de energía (T_e) es la parte variable del peaje de acceso y depende de la energía consumida. Será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada periodo tarifario por el precio del término de energía correspondiente, según la siguiente fórmula [21]:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei} \quad (4)$$

Donde:

E_i = energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i .

El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i .

En la tarifa simple de baja tensión, la facturación podrá ser bimestral, e incluirá la energía consumida en el período de facturación correspondiente a cada período tarifario i .

Por lo tanto, tenemos que definir también el término de energía para cada tarifa y periodo tarifario de acuerdo a lo establecido en [13] y que podemos ver en la tabla 17.

TARIFA	Te [€/kWh]						
	Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0A	0,044027						
2.0DHA		0,062012	0,002215				
2.0DHS		0,062012	0,002215	0,000886			
2.1A	0,057360						
2.1DHA		0,074568	0,013192				
2.1DHS		0,074568	0,013192	0,006596			
3.0A		0,018762	0,012575	0,004670			
3.1A		0,014335	0,012754	0,007805			
6.1A		0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B		0,023381	0,017462	0,009306	0,004631	0,002990	0,001871
6.2		0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3		0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4		0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5		0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 17: Término de energía para tarifas de acceso a partir de enero 2015. [13]

3.3.3.3 El término de facturación de energía reactiva

El término de facturación de energía reactiva se aplicará a cualquier tarifa, para lo cual se tendrá que tener un contador de energía reactiva siempre instalado, salvo en el caso del suministro con la tarifa más simple de baja tensión (2.0A). En este caso, el suministro deberá tener un consumo de energía reactiva menor al 50% del consumo total de activa, en caso de que no cumpla este requisito la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los períodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente. En el caso de suministros acogidos a tarifa simple nocturna, esto se aplicará sólo al período tarifario correspondiente a las horas diurnas. [21]

Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6.X, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \phi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh. Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

En la tabla 18, podemos ver el precio del término de facturación de energía reactiva dependiendo del $\cos \phi$.

COS ϕ	Tr [€/kVArh]
$0,80 \leq \cos \phi < 0,95$	0,041554
$\cos \phi < 0,80$	0,062332

Tabla 18: Términos de facturación de energía reactiva a partir de enero de 2015 [28]

Para el cálculo del factor de potencia correspondiente con cada periodo debemos aplicar la siguiente expresión:

$$\cos \phi_i = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}} \quad (5)$$

Donde:

$\cos \phi$ = Factor de potencia

P_i = Energía activa en kWh para el periodo i.

Q_i = Energía reactiva en kVArh para el periodo i.

Veremos ejemplos en el capítulo 4.

3.4 Opciones de contratación del suministro eléctrico

- Desde el 1 de abril de 2014, los suministros de energía eléctrica a tensiones no superiores a 1 kV y con una potencia contratada menor o igual a 10 kW pueden contratar su suministro de electricidad de tres formas distintas [30]:

1. Mediante el sistema del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Mediante este sistema, el precio facturado incorpora el precio medio resultante en el mercado de electricidad de contado y por tanto, resulta diferente en cada factura.
2. Mediante un precio fijo durante 12 meses que se aplique al consumo de energía eléctrica. Las comercializadoras de referencia están obligadas a ofertarlo como alternativa al PVPC. Dicho precio será fijado libremente por cada empresa comercializadora. La oferta a precio fijo anual deberá recoger los siguientes conceptos:
 - a) Los precios que correspondan a los peajes de acceso y, cuando proceda, los cargos y otros costes que sean de aplicación al suministro.
 - b) Un precio por el resto del coste del suministro eléctrico, que será fijo durante todo el periodo anual de vigencia del contrato y vendrá expresado en euros/kWh.
3. Mediante suministro en el mercado libre, contratando el suministro de energía eléctrica con cualquier comercializador diferente al comercializador de referencia conforme al precio y las condiciones que en su caso pacten.

- Por otro lado tal y como ya hemos adelantado en capítulos anteriores, desde el 1 de julio de 2009 los puntos de suministro efectuados en baja tensión con potencias contratadas superiores a 10 kW y todos los consumidores con suministros en alta tensión (superior a 1 kV), solo podrán contratar el suministro eléctrico en la modalidad de mercado libre. Vamos a explicar con más detalle las posibilidades para la contratación en el mercado libre para estos suministros.

En el mercado libre y concretamente para potencias superiores a 10 kW, desde un punto de vista teórico, tenemos tres opciones fundamentales para la compra de energía eléctrica:

1. Directamente en el mercado mayorista (pool): De esta forma, es el propio consumidor quien acude directamente al mercado mayorista para comprar la energía eléctrica. Para ello, el consumidor debe darse de alta como agente del mercado y cumplir una serie de requisitos según se establece en [9]. Desde un punto de vista práctico, esta opción es solo viable para grandes industrias en las que el consumo de energía eléctrica es muy grande. Debido a esto, el ahorro económico que pueden obtener al acudir al mercado mayorista de forma directa, evitando de este modo los gastos de gestión que conlleva comprar la energía a un comercializador, es muy considerable. A modo de información, podemos indicar que con fecha de 01 de septiembre de 2015, existen 119 consumidores directos en el mercado español [32].

2. Contratos bilaterales: Se trata de contratos en el mercado a plazo. Consisten básicamente en un acuerdo, entre agente productor y un consumidor directo, para intercambiar una cantidad de energía eléctrica definida a un precio de venta determinado, en un plazo temporal y de forma anticipada. Con este tipo de contratos se busca eliminar riesgos de mercado que son características de todos los sistemas eléctricos que son gestionados de acuerdo a las reglas del mercado. Existen diversas modalidades entre las que debe destacar los contratos bilaterales físicos y los contratos bilaterales financieros.
- En los contratos bilaterales físicos se produce un intercambio real de la energía eléctrica mientras que en los contratos bilaterales financieros (también llamados contratos por diferencias) el acuerdo entre productor y “comprador” consiste en acordar intercambiar la diferencia de precio de la electricidad entre el precio negociado y el precio de mercado para el plazo establecido, de esta forma no se produce ningún intercambio de energía (en la mayoría de los casos) siendo una transacción con una liquidación financiera basada en la diferencia de precios comentada.
- Estos tipos de contratos a plazo, están enfocados a grandes consumidores que buscan tener la posibilidad de negociar los precios de compra para la electricidad y a su vez disminuir el riesgo que proviene de la volatilidad de los precios en el mercado. En el caso de los contratos bilaterales financieros, están más enfocados a inversores financieros.[31]
3. A través de un comercializador: Es la opción más habitual para el sector doméstico, PYMES, pequeñas industrias y empresas. Se trata de la contratación del suministro eléctrico a través de un comercializador en el mercado libre. En este caso, los distintos comercializadores tienen la función, obligaciones y derechos que hemos analizado anteriormente en el capítulo 3.1.
- En cuanto a las opciones de suministro que éstos nos ofrecen, podríamos dividirlos en 2 grupos que vamos a tratar en profundidad dado que este tipo de contratos son los más habituales [31]:

a) Tarifas Fijas:

En este tipo de tarifas, el comercializador ofrece un precio fijo para cada periodo tarifario durante toda la vigencia del contrato, que habitualmente suele ser de un año. La ventaja principal de este tipo de tarifas reside en que durante la vigencia del contrato pagaremos siempre el mismo precio por la energía (dependiendo del consumo) evitando las posibles fluctuaciones del mercado mayorista. Gracias a ello, podremos hacer predicciones de precios con una relación de consumos históricos, con lo que podremos planificar de forma más precisa nuestros costes.

El comercializador, asumirá la volatilidad de los precios del mercado mayorista y ofrecerá un precio conservador de forma que en el caso de que los precios del mercado suban de forma drástica, el comercializador no pierda dinero. Para el cálculo del precio ofertado por el comercializador, suelen apoyarse en los valores de los precios del mercado de futuros.

b) Tarifas indexadas:

Estas tarifas se caracterizan por que el precio de la energía es variable y está referido al precio del mercado diario OMIE. El término de potencia en estas tarifas, es un precio fijo que corresponde con el peaje de acceso según BOE.

El término de energía, sin embargo, será un precio variable de acuerdo al tipo de tarifa indexada seleccionada, que podemos clasificar en dos grupos.

- Pass-Pool: En este tipo de tarifa indexada, el precio variable de cada periodo corresponde a la media del precio diario del mercado OMIE en este periodo al que se añade el margen comercial del distribuidor por su gestión, también denominado “fee”.
De forma que el precio final de la energía se podría resumir de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Precio_P = A_P + PMD_P \times B_P \quad (6)$$

Donde:

Precio_P = Precio final de la energía en el periodo P.

A_P = Incluye los servicios de ajuste del sistema, pago por capacidad, peajes y margen comercial para el periodo P.

PMD_P = Precio medio aritmético del Mercado Diario durante el periodo de facturación para las horas del periodo P.

B_P = Factor multiplicador para el sobrecoste provocado por el perfil horario del precio para el periodo P

- Pass-Through: La diferencia fundamental respecto del Pass-Pool reside en que en este tipo de tarifas, el precio de la energía se referencia directamente al precio horario del mercado diario OMIE, por lo que el precio final será la suma de este precio que marca el mercado para cada hora del día con el resto de términos que completan el precio final horario del mercado eléctrico (servicio de ajustes del sistema, pagos por capacidad, etc.) , las correspondientes tarifas de acceso a la red de transporte y distribución de terceros (peajes) y los correspondientes impuestos.
Podríamos resumir, a modo de ejemplo, esta definición de acuerdo a la siguiente expresión para el precio final de la energía para cada hora del día.

$$Precio_i = (OMIE_i + OS_i + RT_i + PC_i + RO + CO + DV) \times (1 + K) \quad (7)$$

Precio_P = Precio final de la energía en la hora i.

OMIE_i = El precio horario de la energía en el Mercado Diario en cada hora (i) del periodo a facturar.

OS_i = Precio horario de los “Procesos OS” en cada hora (i) del periodo a facturar.

RT_i = Precio horario de las “Restricciones” en cada hora (i) del periodo a facturar.

PC_i = Pagos por capacidad, en cada hora (i) del periodo a facturar.

RO = Retribución pago a REE y OMIE.

DV = Coste de los desvíos

K = Otros costes asociados con la compra

CO =Coste de la comercializadora por la gestión de compra especificado en las condiciones particulares

3.5 Análisis de la factura eléctrica.

La factura eléctrica, de forma general, está compuesta de los siguientes conceptos principales:

- Datos del cliente
- Detalle del contrato
- Detalle de los conceptos facturados
- Detalle de las lecturas

Datos del cliente

En este apartado, podemos ver los datos del cliente del suministro eléctrico tales como nombre, dirección de suministro, número de referencia, número de cliente, NIF, datos bancarios, etc. Ver ejemplo en figura 7:



Figura 7: Datos de cliente en factura eléctrica. Fuente: Factura electricidad Gas Natural Fenosa

Detalle del contrato

En este apartado podemos ver qué características de suministro hemos contratado con el comercializador:

- Potencia contratada en cada uno de los periodos
- Código CUPS
- Tipo de tarifa de acceso
- Cuantía de peaje que debe pagar el comercializador a la empresa distribuidora por el acceso a la red.

Podemos ver un ejemplo en la figura 8:

A continuación le presentamos información detallada sobre su/s contrato/s y factura.

Electricidad

Nº contrato de acceso: 905113093551

Los costes de energía que se le aplican se determinan en el BOE de fecha 03.08.2013. Servicio: 97,237%, Permanentes: 0,150%, Diversificación y Seguridad de abastecimiento: 2,613%.

Datos instalación electricidad

Potencia contratada punta:	15,001 kW
Potencia contratada llano:	15,001 kW
Potencia contratada valle:	15,001 kW
Código CUPS:	ES00220 XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Tarifa de acceso:	3.0A
Cuántia Peaje:	347,47 €

Figura 8: Datos de contrato en factura eléctrica. Fuente: Factura electricidad Gas Natural Fenosa

Detalle de los conceptos facturados

En este apartado podremos ver el desglose de los importes facturados para cada concepto en un periodo de facturación determinado tal y como se muestra en el ejemplo de la figura 9.

Total a pagar			1.254,92 €
electricidad PLAN NEGOCIO A MEDIDA Contrato: 139347754 Del 06.12.2013 al 07.01.2014 (33 días = 1,084932 meses)			
Consumo electricidad punta	1.222 kWh	0,124336 €/kWh	151,94 €
Consumo electricidad llano	4.717 kWh	0,102282 €/kWh	482,46 €
Consumo electricidad valle	1.163 kWh	0,068607 €/kWh	79,79 €
Término potencia punta (19,498 kW)	33 días	0,108735 €/kW día	69,96 €
Término potencia llano (46,498 kW)	33 días	0,065241 €/kW día	100,11 €
Término potencia valle (28,498 kW)	33 días	0,043494 €/kW día	40,90 €
Energía Reactiva punta	209 kVArh	0,041554 €/kVArh	8,68 €
Energía Reactiva llano	1.020 kVArh	0,041554 €/kVArh	42,39 €
Impuesto sobre electricidad			
976,23 € x 1,05113 = 1.026,14 €			
1.026,14 € x 0,04864			49,91 €
Alquiler de contador			10,98 €
Base imponible			1.037,12 €
IVA 21%			217,80 €
Total factura			1.254,92 €

Figura 9: Detalle facturación según Periodo. Fuente: Factura electricidad Gas Natural Fenosa

Podríamos resumir estos conceptos de la siguiente forma:

- Facturación por consumo de energía activa según periodo tarifario: Será el importe resultante de multiplicar la cantidad de energía activa consumida por el precio contratado en cada periodo tarifario.
- Facturación del término de potencia contratada según periodo tarifario: Será el importe resultante de multiplicar la potencia “facturable” (definida en apartados anteriores) por el precio del término de potencia para cada periodo tarifario.
- Facturación del complemento por energía reactiva: Será el importe resultante de multiplicar la potencia reactiva “facturable” (definida en apartados anteriores) por el precio del término de energía reactiva que a su vez dependerá del factor

de potencia. El complemento por energía reactiva se aplicará sobre los periodos ya definidos en capítulos anteriores.

- Descuento: Es habitual que algunas ofertas en el mercado libre incluyan descuentos a aplicar sobre el consumo de energía activa. Este concepto se restaría al total antes de aplicar el Impuesto de electricidad.
- Impuesto de electricidad, actualmente el 4,864% de la base imponible que se obtendrá multiplicando la suma de los conceptos anteriores por el factor 1,05113, según definido en la Ley 66/1997 [33]
- Alquiler de equipos de medida.
- IVA, actualmente el 21%.

Detalle de las lecturas

Esta es la parte más descriptiva de la factura, donde podemos encontrar la información necesaria para conocer los consumos de energía activa y reactiva. El consumo de energía activa y reactiva para cada periodo tarifario será la diferencia entre las lecturas anterior (que corresponde con la lectura actual del periodo de facturación anterior) y actual que aparecen detalladas en dicho apartado para todo el periodo de facturación.

Además, dependiendo del tipo de suministro contratado, dispondremos también de las lecturas del máxímetro para cada periodo tarifario, siendo esta lectura la que marcará el término de potencia facturable tal y como hemos explicado en capítulos anteriores.

Podemos ver un ejemplo en la figura 10.

Tipo	Fecha / Lect. anterior	Fecha / Lect. actual	Dif. lecturas	F. escala	Base cálculo
	05.12.2013	07.01.2014			
E. Activa punta laborable:	90.246 kWh real	91.008 kWh real	762 kWh	1,000	762 kWh
E. Activa llano laborable:	263.664 kWh real	266.782 kWh real	3.118 kWh	1,000	3.118 kWh
E. Activa valle laborable:	56.305 kWh real	57.076 kWh real	771 kWh	1,000	771 kWh
E. Activa punta festivo:	31.453 kWh real	31.913 kWh real	460 kWh	1,000	460 kWh
E. Activa llano festivo:	88.144 kWh real	89.743 kWh real	1.599 kWh	1,000	1.599 kWh
E. Activa valle festivo:	20.498 kWh real	20.890 kWh real	392 kWh	1,000	392 kWh
E. Reactiva punta laborable:	47.373 kVArh real	47.740 kVArh real	367 kVArh	1,000	367 kVArh
E. Reactiva llano laborable:	139.904 kVArh real	141.554 kVArh real	1.650 kVArh	1,000	1.650 kVArh
E. Reactiva valle laborable:	40.045 kVArh real	40.632 kVArh real	587 kVArh	1,000	587 kVArh
E. Reactiva punta festivo:	16.977 kVArh real	17.222 kVArh real	245 kVArh	1,000	245 kVArh
E. Reactiva llano festivo:	49.184 kVArh real	50.111 kVArh real	927 kVArh	1,000	927 kVArh
E. Reactiva valle festivo:	15.677 kVArh real	15.994 kVArh real	317 kVArh	1,000	317 kVArh
Maxímetro punta laborable:		17,000 kW real	17,000 kW	1,000	17,000 kW
Maxímetro llano laborable:		26,000 kW real	26,000 kW	1,000	26,000 kW
Maxímetro valle laborable:		20,000 kW real	20,000 kW	1,000	20,000 kW
Maxímetro punta festivo:		15,000 kW real	15,000 kW	1,000	15,000 kW
Maxímetro llano festivo:		24,000 kW real	24,000 kW	1,000	24,000 kW
Maxímetro valle festivo:		14,000 kW real	14,000 kW	1,000	14,000 kW

Cálculo energía reactiva según Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre.

Figura 10: Detalle de las lecturas en factura eléctrica. Fuente: Factura electricidad Gas Natural Fenosa

Adicionalmente a los conceptos principales y más importantes que hemos introducido, las comercializadoras están obligadas a incluir en las facturas más información de acuerdo al tipo de suministro del que se trate, y que se encuentra reglamentariamente regulada en [34].

Es importante resaltar que cada comercializadora utiliza un modelo de factura diferente, por lo que se hace necesario que seamos capaces de localizar la información importante para poder interpretar la factura de forma correcta.

CÁPITULO 4. Optimización de la facturación. Casos prácticos

4.1 Definiciones

Una vez analizados todos los conceptos más importantes que componen la factura eléctrica, podemos comprender cuáles serán los puntos prioritarios de actuación a la hora de optimizar la facturación.

La finalidad de la optimización de la factura eléctrica se puede resumir en conseguir reducir el coste del contrato eléctrico sin que ello suponga una desventaja para el consumidor a la hora de consumir la electricidad teniendo muy en cuenta el fin propio de su consumo.

Para ello, una vez analizados los conceptos en los que se basa la factura eléctrica y una vez que tenemos claras las bases por las que se determinan estos conceptos, podemos analizar de forma óptima las opciones viables para la optimización de la factura eléctrica y que podemos resumir según se indica a continuación.

Optimización de la potencia contratada

Se trata de conseguir optimizar la potencia contratada con el fin de que el término de potencia en la factura se vea reducido al mínimo posible.

Para poder realizar este estudio se puede partir de dos casos claramente diferenciados en los que la optimización se realizará de distinta forma:

- Para un suministro eléctrico en el que el consumidor no dispone de un histórico de consumo (por ejemplo, un nuevo negocio), se deberán analizar los aparatos o máquinas eléctricas que harán uso del suministro (cargas) así como cuantas de éstas podrán funcionar de forma simultánea.
Para conseguir este detalle, deberá tenerse un conocimiento exhaustivo de cuál será el uso que se hará de las cargas, en qué horarios y cuantas de éstas funcionarán al mismo tiempo. De esta forma podremos predecir de forma aproximada qué potencia máxima será necesaria realmente contratar.
- Sin embargo, para un suministro eléctrico, en el que sí existe un historial de consumo se deben analizar las medidas de los maxímetros, en el caso de suministros de baja tensión y alta tensión con una potencia contratada mayor a 15 kW e inferior a 450 kW y de las lecturas cuarto horarias en los suministros de alta tensión con potencias superiores a 450 kW, tal y como hemos estudiado en capítulos anteriores. Cuanto mayor sea el periodo de datos del que se tiene un histórico mejor será el resultado de la optimización de la potencia contratada.

Gracias a minimizar las penalizaciones por exceso de potencia y evitar potencias contratadas superiores a las realmente demandadas podemos conseguir importantes ahorros en el término de potencia contratada. En este sentido, es importante

destacar que es también posible que en algunos casos sea más beneficioso sufrir penalizaciones por exceso de potencia de forma puntual en algunas de las facturas, y que el ahorro total continúe siendo superior al que obtendríamos en caso de contratar una potencia que evitase dichas penalizaciones.

Podremos verlo ilustrado en los casos prácticos que se plantearán más adelante.

Optimización del consumo de energía

Una de las formas más sencillas de disminuir nuestra factura eléctrica es optimizar el propio consumo de energía, es decir, consumir menos o más eficientemente. Para ello, debemos realizar un estudio de nuestra curva de consumo y localizar en qué puntos se realizan los consumos más importantes, además de conocer las cargas involucradas en estos consumos. Con nuestro histórico de consumos, esta tarea podría realizarse de forma más sencilla, en caso de que no dispongamos de éste, podríamos realizar una predicción del consumo basándonos en nuestros hábitos de consumo y en las cargas consumidoras de nuestra instalación.

Las principales medidas para optimizar la energía consumida podrían resumirse en los siguientes puntos:

- a) Cambio de aparatos eléctricos normales por unos de alta eficiencia. Las directrices europeas, nos guían en el camino de la eficiencia y la tecnología actual nos permite utilizar aparatos y máquinas eléctricas de alta eficiencia produciendo ahorros muy importantes en nuestro consumo eléctrico. Es importante realizar un estudio de ahorro energético derivado del cambio de los consumidores eléctricos por unos de mayor eficiencia y comprobar que realmente es interesante el cambio. Debemos tener en cuenta que supondría una importante inversión, por lo que deberíamos estudiar la viabilidad económica de la misma.
- b) Cambio del patrón de consumo. Dado que el precio de la energía eléctrica varía para los distintos periodos tarifarios, es posible obtener un importante ahorro en la factura eléctrica si somos capaces de desviar parte de nuestro consumo realizado en las horas más caras a los tramos horarios en los que el precio de la energía es más económico. En la actualidad, existen numerosas utilidades y herramientas que facilitan tanto estudio de un posible cambio en nuestro patrón de consumo como la ejecución del mismo, como ejemplos, analizadores de redes, sistemas de monitoreo de consumo eléctrico, automatización, domótica, etc..

Optimización del contrato de suministro de energía

Con el fin de intentar minimizar el importe de la factura destinado al consumo de energía, debemos tener en cuenta que éste depende de dos factores principalmente: la cantidad consumida (kWh) en cada periodo tarifario y el precio pagado por cada kWh en el periodo tarifario correspondiente.

Para conseguir una buena optimización del contrato de energía con nuestro comercializador deberemos realizar un estudio del mercado libre, contactando con varios comercializadores y comparando las ofertas de cada comercializador, ya sean a precio fijo o indexado como hemos visto en el capítulo anterior. Para realizar esta tarea de búsqueda de oferta en las comercializadoras, existen en la actualidad diversos comparadores de tarifas eléctricas que pueden facilitarnos en gran medida este proceso. Como ejemplo, podemos ver el comparador de ofertas de energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que podemos encontrar en el siguiente enlace:

<http://comparadorofertasenergia.cnmc.es/comparador/index.cfm?js=1&e=N>

Es importante que aportemos la mayor cantidad de datos posibles al comercializador, de forma que puedan prever de forma más real nuestro perfil de consumo y ofrecernos unas condiciones más atractivas ya que de esta forma minimizamos el riesgo del comercializador a la hora de negociar el precio de la electricidad en el mercado eléctrico. Este último punto, toma especial relevancia en suministros eléctricos con grandes consumos, los que adquieren un mayor poder de negociación con las comercializadoras.

Las duraciones de los contratos en el mercado libre suelen ser de 1 ó 2 años habitualmente, dependiendo de los tipos de suministro, por lo que también es aconsejable hacer un estudio del mercado de electricidad de futuros, el cual suele ser un buen indicador del precio.

Eliminar las penalizaciones derivadas de la energía reactiva

Para eliminar las penalizaciones que podemos encontrar en una factura eléctrica por consumo de potencia reactiva, debemos compensar el consumo de energía reactiva. Para ello será necesario mejorar el factor de potencia, de forma que esté por encima de los límites impuestos en [28].

La demanda de energía reactiva, proviene habitualmente en la industria, de equipos con carácter inductivo, tales como motores asíncronos, transformadores, fluorescentes no compensados, hornos de arco, máquinas de soldar, etc.. Una gran cantidad de las cargas en la industria demandan energía reactiva. Este tipo de cargas, produce una serie de desventajas en nuestro suministro, las principales se exponen a continuación:

- Descompensación del suministro eléctrico
- Pérdidas de potencia útil en la instalación
- Aumento de pérdidas de energía activa
- Caídas de tensión y perturbaciones en la red eléctrica
- Sobre coste económico en la factura eléctrica
- Sobrecarga de la instalación

Para la compensación de la energía reactiva, se procede a la introducción en el sistema de una batería de condensadores, que se encargarán de compensar el efecto inductivo de las máquinas antes mencionadas. Existen en el mercado diversas

soluciones para realizar esta compensación, con el fin de que el valor del factor de potencia se aproxime a la unidad y de esta forma se eviten las desventajas comentadas. [35]

4.2 Análisis de datos

En este capítulo vamos a analizar los casos reales de dos pequeñas empresas, con distintos hábitos de consumo. En concreto se trata de una Tintorería-Lavandería y una Cafetería-Bar, ambos localizados en Madrid. Ambos negocios, tienen contratada inicialmente una tarifa 3.0A en el mercado libre, que según hemos visto en el capítulo anterior, se trata de una tarifa aplicable a suministros con tensión no superior a 1 kV y con potencia contratada inferior a 450 kW. Para la realización del estudio se dispone de la relación de facturas de ambos negocios para el año 2014 completo.

Vamos a analizar toda la información importante recogida en la factura eléctrica, tales como datos del contrato, consumos de energía activa y reactiva y lecturas del maxímetro. Resumiremos esta información en una tabla para su visualización de forma más sencilla.

Para comenzar el análisis, se procede a continuación a desglosar la información necesaria para analizar el consumo de ambos negocios gracias a los datos recogidos en las facturas disponibles, tal y como hemos introducido en el capítulo anterior. En este sentido se dispone de las lecturas de consumo de energía activa, los valores registrados por maxímetro y los consumos de energía reactiva para cada uno de los periodos.

4.2.1 Caso práctico 1: Tintorería

En este caso, se trata de una pequeña empresa con un suministro eléctrico con tarifa contratada 3.0A, discriminación horaria de 3 periodos, con una potencia contratada de 26,4 kW en cada uno de los periodos.

Podemos ver en detalle los datos recogidos de los equipos de medida y detallados en la factura en la tabla 19.

Los consumos de energía activa y reactiva se han obtenido de la diferencia entre las lecturas reales y anteriores para cada periodo tarifario, tal y como explicamos en el capítulo anterior. Dado que las lecturas se dan en días laborables y festivos, se procederá de la siguiente forma, que aplicará tanto para la energía activa como para la energía reactiva.

Consumo energía Punta P1: Consumo P1' + P4'

Consumo energía Llano: Consumo P2' + P5'

Consumo energía Valle: Consumo P3' + P6'

La lectura del maxímetro indicada en la tabla 19, saldrá de:

Maxímetro Punta P1: Máximo entre P1' y P4'

Maxímetro Llano P2: Máximo entre P2' y P5'

Maxímetro Valle P3: Máximo entre P3' y P6'

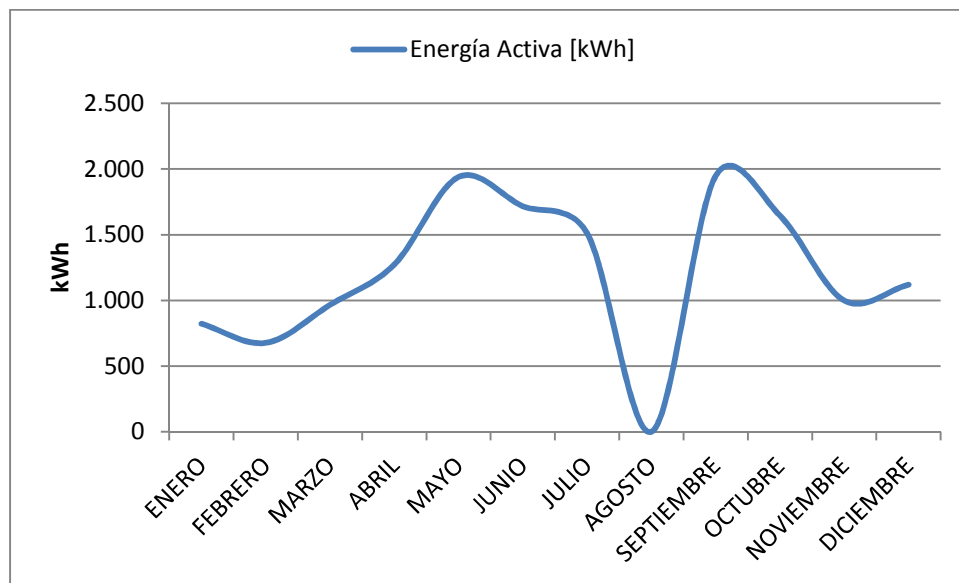
Periodo de facturación	Mes	Días	Energía Activa [kWh]			Energía Reactiva [kVArh]			Lectura Máximo [kW]		
			P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
19/12/2014 a 21/01/2014	ENERO	33	48	767	7	25	261	6	5	26	0
21/01/2014 a 18/02/2014	FEBRERO	29	48	625	4	25	221	10	6	27	0
19/02/2014 a 20/03/2014	MARZO	30	56	905	5	31	289	5	6	27	0
21/03/2014 a 23/04/2014	ABRIL	34	298	962	14	115	307	10	12	27	0
24/04/2015 a 23/05/2015	MAYO	30	502	1201	237	191	402	54	22	27	19
24/05/2014 a 20/06/2014	JUNIO	28	382	943	392	143	287	100	23	26	28
21/06/2014 a 17/07/2014	JULIO	27	300	925	286	113	308	68	22	22	27
18/07/2014 a 26/08/2014	AGOSTO	40	0	0	0	0	0	0	22	22	27
27/08/2014 a 18/09/2014	SEPTIEMBRE	23	517	1289	143	168	439	51	21	27	0
19/09/2014 a 20/10/2014	OCTUBRE	32	501	1080	64	172	325	19	21	24	25
20/10/2014 a 19/11/2014	NOVIEMBRE	30	135	833	31	54	260	15	21	27	25
19/11/2014 a 20/12/2014	DICIEMBRE	31	164	943	13	60	259	9	20	27	21
TOTAL		367	2951	10473	1196	1097	3358	347			

Tabla 19: Detalle consumos TINTORERIA.

Como se puede observar en la tabla 19, en el mes de agosto no se produjo la lectura del contador por lo que la lectura del mes de octubre, acumula la lectura de ambos meses, sin embargo este negocio permaneció cerrado por vacaciones durante las tres últimas semanas en agosto por lo que el impacto en el mes de octubre es menor de lo esperado.

En cuanto a la lectura del máxímetro para el mes de agosto, como podemos observar, la comercializadora mantiene en los valores del mes anterior, y factura el término de potencia en base a estos.

Podemos observar en la gráfica 7 la evolución del consumo de energía activa de esta empresa.



Gráfica 7: Consumo de Energía Activa Tintorería.

4.2.2 Caso práctico 2: Cafetería

Tras analizar los datos que aparecen en las distintas facturas, podemos decir que esta Cafetería-Restaurante cuenta con un suministro eléctrico con tarifa contratada 3.0A, discriminación horaria de 3 periodos, con una potencia contratada de 15,001 kW en cada uno de los distintos periodos tarifarios.

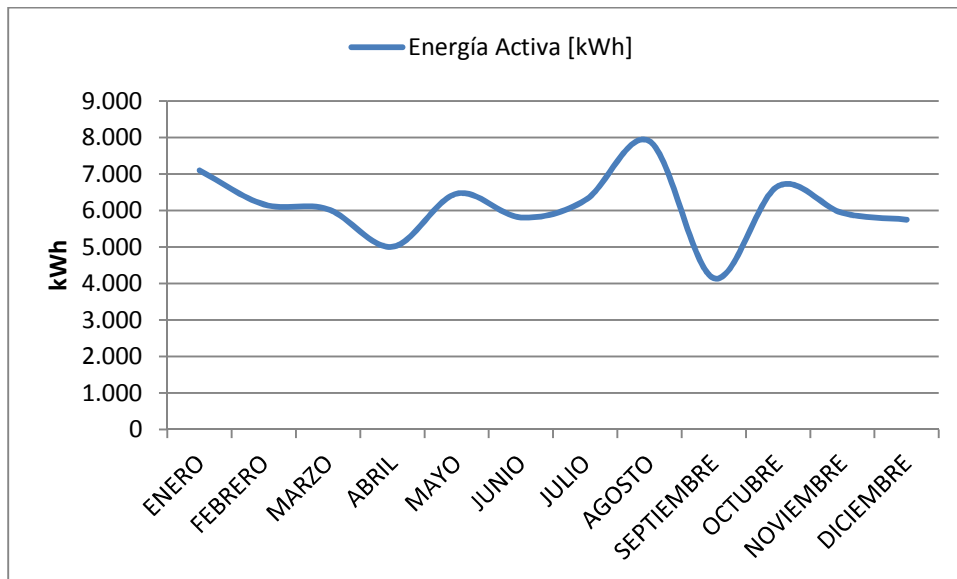
Los consumos de energía activa y reactiva se han obtenido a partir de las facturas de forma similar al caso práctico anterior. Podemos verlos en detalle, además de los datos recogidos de los equipos de medida, en la tabla 20.

Periodo de facturación	MES	Días	Energía Activa [kWh]			Energía Reactiva [kVArh]			Lectura Maxímetro [kW]		
			P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
06/12/2013 a 07/01/2014	ENERO	33	1222	4717	1163	612	2577	904	17	26	20
08/01/2014 a 06/02/2014	FEBRERO	30	1068	4090	1011	517	2168	779	21	26	21
07/02/2014 a 05/03/2014	MARZO	27	1055	4029	951	507	2163	738	22	26	21
06/03/2014 a 02/04/2014	ABRIL	28	1000	3071	935	497	1632	744	21	24	11
03/04/2014 a 07/05/2014	MAYO	35	1417	3692	1356	727	2016	1012	21	23	14
08/05/2014 a 09/06/2014	JUNIO	33	1301	3399	1112	729	1917	911	29	28	11
10/06/2014 a 07/07/2014	JULIO	28	1418	3684	1184	856	2236	947	29	29	20
08/07/2014 a 05/08/2014	AGOSTO	29	2002	4537	1363	1250	2874	1096	30	30	21
06/08/2014 a 03/09/2014	SEPTIEMBRE	29	1072	2310	761	747	1629	670	30	31	21
04/09/2014 a 03/10/2014	OCTUBRE	30	1679	3759	1233	1060	2316	1005	31	30	18
04/10/2014 a 03/11/2014	NOVIEMBRE	31	1270	3443	1222	749	1986	1019	19	27	10
04/11/2014 al 04/12/2014	DICIEMBRE	31	1010	3630	1110	529	1897	875	21	27	12
TOTAL		364	15514	44361	13401	8780	25411	10700			

Tabla 20: Detalle consumos Cafetería.

Si analizamos la curva de consumo de energía activa generada a partir de los datos de la tabla 20, podemos observar que este negocio tiene un consumo de energía activa bastante constante salvo en los meses de agosto y septiembre, donde podemos ver que si bien en agosto se produce un aumento brusco del consumo éste cae bruscamente a partir durante el mes de septiembre para posteriormente en octubre colocarse en niveles más acordes con el resto del año.

Podemos ver esta curva en la gráfica 8.



Gráfica 8: Consumo de Energía Activa Cafetería.

4.3 Optimización de la potencia contratada

4.3.1 Caso práctico 1: Tintorería

La potencia contratada inicialmente por la empresa es de 26,4 kW para cada uno de los tres periodos tarifarios.

Tal y como vimos en capítulos anteriores, el control de la potencia demandada en la tarifa 3.0A se realiza a través del maxímetro para cada uno de los periodos tarifarios.

La potencia a facturar para cada periodo tarifario se establece de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Si $P_m < P_c \times 0,85$ entonces $P_f = P_c \times 0,85$
- Si $0,85 \times P_c \leq P_m \leq P_c \times 1,05$ entonces $P_f = P_m$
- Si $P_m > 1,05 \times P_c$ entonces $P_f = P_m + 2 \times (P_m - 1,05 \times P_c)$

Donde:

P_m = Lectura de potencia máxima por máxímetro para un periodo tarifario.

P_c = Potencia contratada para un periodo tarifario.

P_f = Potencia a facturar para un periodo tarifario.

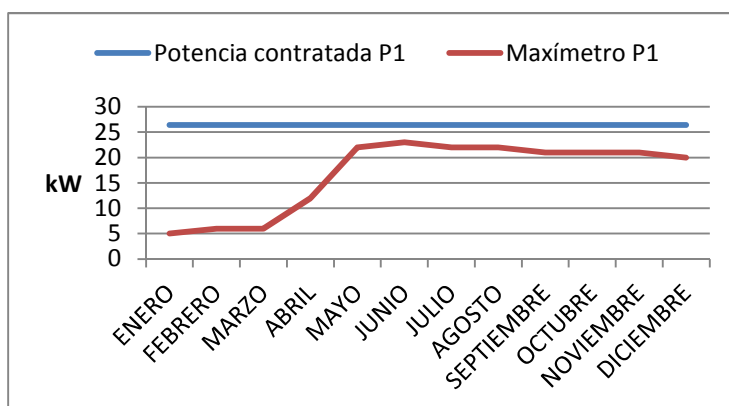
Por tanto, debemos buscar un valor de potencia contratada tal que, cumpliendo con las ecuaciones anteriores, maximice el ahorro en el término de potencia facturada que aparece en la factura eléctrica para cada periodo tarifario.

Con el fin de tener una idea aproximada en cuanto a si es necesario o no realizar una optimización de la potencia contratada, es recomendable realizar una comparación de los valores de potencia leídos por el máxímetro con los valores de la potencia contratada para cada uno de los periodos tarifarios, que se resumen en la tabla 21.

MES	Potencia contratada			Lecturas máxímetros		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3
ENERO	26,4	26,4	26,4	5	26	0
FEBRERO	26,4	26,4	26,4	6	27	0
MARZO	26,4	26,4	26,4	6	27	0
ABRIL	26,4	26,4	26,4	12	27	0
MAYO	26,4	26,4	26,4	22	27	19
JUNIO	26,4	26,4	26,4	23	26	28
JULIO	26,4	26,4	26,4	22	22	27
AGOSTO	26,4	26,4	26,4	22	22	27
SEPTIEMBRE	26,4	26,4	26,4	21	27	0
OCTUBRE	26,4	26,4	26,4	21	24	25
NOVIEMBRE	26,4	26,4	26,4	21	27	25
DICIEMBRE	26,4	26,4	26,4	20	27	21

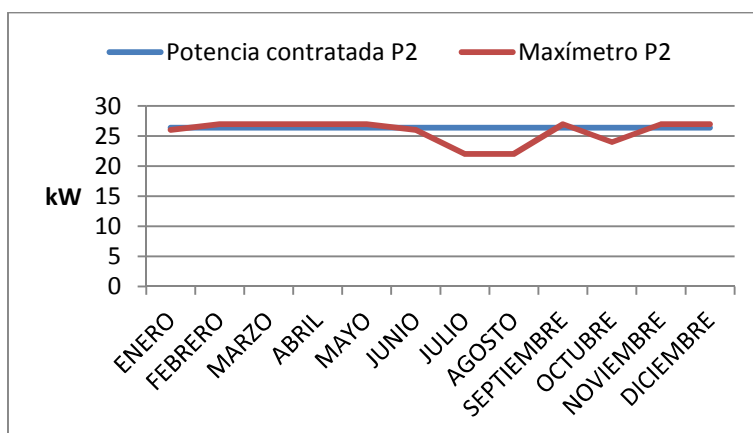
Tabla 21: Potencias contratadas y lecturas Máxímetro.

Tal y como se muestra en la gráfica 9, los valores del máxímetro para el periodo punta siempre están por debajo de la potencia contratada. Esto es un claro indicador de que la potencia contratada en este periodo no está optimizada, por lo que es posible para este periodo optimizar la potencia contratada de forma que obtendremos un ahorro.



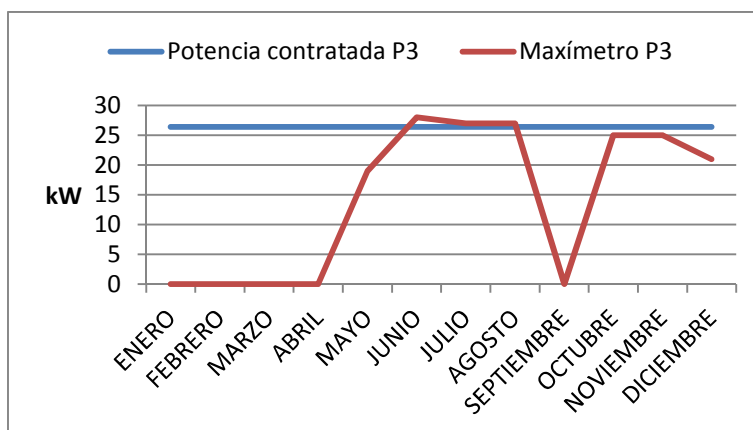
Gráfica 9: Comparación potencia contratada y máxímetro en P1.

En el caso del periodo llano, gráfica 10, podemos apreciar que la potencia contratada está más ajustada a los valores obtenidos en el maxímetro, por lo que la potencia contratada óptima será próxima a la que teníamos inicialmente contratada.



Gráfica 10: Comparación potencia contratada y maxímetro en P2.

Por último podemos ver, en la gráfica 11, la comparación del periodo Valle, donde los valores son muy volátiles, siendo nulos en algunos meses y máximos en otros. En este caso, la potencia optimizada es más impredecible a primera vista.



Gráfica 11: Comparación potencia contratada y maxímetro en P3.

Para realizar la optimización de la potencia contratada, se ha preparado una hoja de cálculo Excel para cada periodo de facturación (ver tabla 22) que en base a la demanda máxima de potencia indicada por maxímetro y la potencia contratada calculará la potencia a facturar para cada periodo tarifario. Se considerará el precio del término de potencia [€/kWh] de acuerdo a los peajes de acceso establecidos según [13], ya que habitualmente gran parte de los comercializadores ofrecen este precio como término de potencia en sus ofertas y que podemos ver en la tabla 14.

PLANTILLA FACTURA ELÉCTRICA 3.0 Y 3.1												
PEAJES DE ACCESO SEGÚN ET/2444/2014				PEAJES DE ACCESO SEGÚN ET/2444/2014				REACTIVA SEGÚN IET/2444/2014				
	P1	P2	P3		P1	P2	P3					
TP (€/kW y año)	40,728885	24,43733	16,291555	TP (€/kW y día)	0,111586	0,066952	0,044634	COS $\phi \geq 0,95$				0
TE (€/kWh)	0,018762	0,012575	0,00467	TE (€/kWh)	0,018762	0,012575	0,00467	0,80 \leq cos $\phi < 0,95$				0,04155
								Cos $\phi < 0,80$				0,06233
OFERTA COMERCIALIZADOR				OFERTA COMERCIALIZADOR								
	P1	P2	P3		P1	P2	P3					
TP (€/kW y año)	40,728885	24,437330	16,291555	TP (€/kW y día)	0,111586	0,066952	0,044634					
TE (€/kWh)	0,018762	0,012575	0,004670	TE (€/kWh)	0,018762	0,012575	0,004670					

FACTURA Nº		1											
DÍAS													
Tarifa:	3,0A	Periodo				del	19/12/2013	al	21/01/2014	33			
Potencia contratada		Registros máximo						Máxima potencia registrada					
Punta:	26,4	P1:	5	P4:	0	P1:	5						
Llano:	26,4	P2:	26	P5:	26	P2:	26						
Valle:	26,4	P3:	0	P6:	0	P3:	0						
Término de potencia facturable, TP													
1º Periodo							Precios (€)	Fórmulas					
Punta (P1+P4)	22,440	kW	x	1	mes	x	3,682338	€/kWh.mes) =	82,63	TP1(1)			
Llano (P2+P5)	26	kW	x	1	mes	x	2,209416	€/kWh.mes) =	57,44	TP2(1)			
Valle (P3+P6)	22,440	kW	x	1	mes	x	1,472922	€/kWh.mes) =	33,05	TP3(1)			
								TOTAL TP	173,12	TP= TP1+TP2+TP3			
Término de energía activa, TE													
1º Periodo	Consumo												
Punta (P1+P4)	48	kWh	x		0,12109	€/kWh	=	5,81	TE1(1)				
Llano (P2+P5)	767	kWh	x		0,095124	€/kWh	=	72,96	TE2(1)				
Valle (P3+P6)	7	kWh	x		0,065147	€/kWh	=	0,46	TE3(1)				
Total	822	kWh											
								Subtotal TE	79,23	STE=TE1+TE2+TE3			
								Descuento sobre TE	20 %	DTE			
									15,85				
Energía Reactiva, TR								TOTAL TE	63,38	TE+STE-DTE			
1º Período	Consumo	Facturable											COS ϕ
Punta (P1+P4)	25	9 kVarh	x		0,041554			0,37	TR1				
Llano (P2+P5)	261	8 kVarh	x		0			0,00	TR2				
								TR	0,37	STR=TR1+TR2			
								Impuesto Electricidad	5,11269632 %	IE de (TP+TE+TR)			
									12,11				
								Alquiler de equipos	12 x mes	13,20 €			
								TOTAL BASE IMPONIBLE		262,18 €			
								IVA	21 %	55,06 €			
								TOTAL FACTURA		317,24 €			

Tabla 22: Plantilla factura eléctrica 3.0A y 3.1A.

Para conseguir la optimización de la potencia contratada se procederá a iterar con distintos valores de potencias contratadas para cada periodo tarifario hasta encontrar el valor que genere un ahorro mayor en el periodo de facturación de un año, o lo que es lo mismo, deje como resultado un término de potencia en la factura total más pequeño.

Con el fin de minimizar el número de iteraciones, primero se procederá a calcular el valor promedio y el máximo de las lecturas del maxímetro para cada periodo tarifario, según podemos ver en la tabla 23.

LECTURAS MAXIMETRO [kW]										
MES	MAXIMO PUNTA	MAXIMO LLANO	MAXIMO VALLE	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
ENERO	5	26	0	5	26	0	0	26	0	
FEBRERO	6	27	0	6	27	0	0	27	0	
MARZO	6	27	0	6	27	0	0	27	0	
ABRIL	12	27	0	12	27	0	0	27	0	
MAYO	22	27	19	22	27	12	17	27	19	
JUNIO	23	26	28	23	25	27	20	26	28	
JULIO	22	22	27	22	22	27	21	22	26	
AGOSTO	22	22	27	22	22	27	21	22	26	
SEPTIEMBRE	21	27	0	21	27	0	2	0	0	
OCTUBRE	21	24	25	21	24	25	20	24	12	
NOVIEMBRE	21	27	25	21	27	25	20	26	19	
DICIEMBRE	20	27	21	20	27	21	0	23	16	
MAXIMO	23,0	27,0	28,0							
PROMEDIO	16,8	25,8	14,3							

Tabla 23: Promedio y Máximo Lecturas Máximetro, Tintorería.

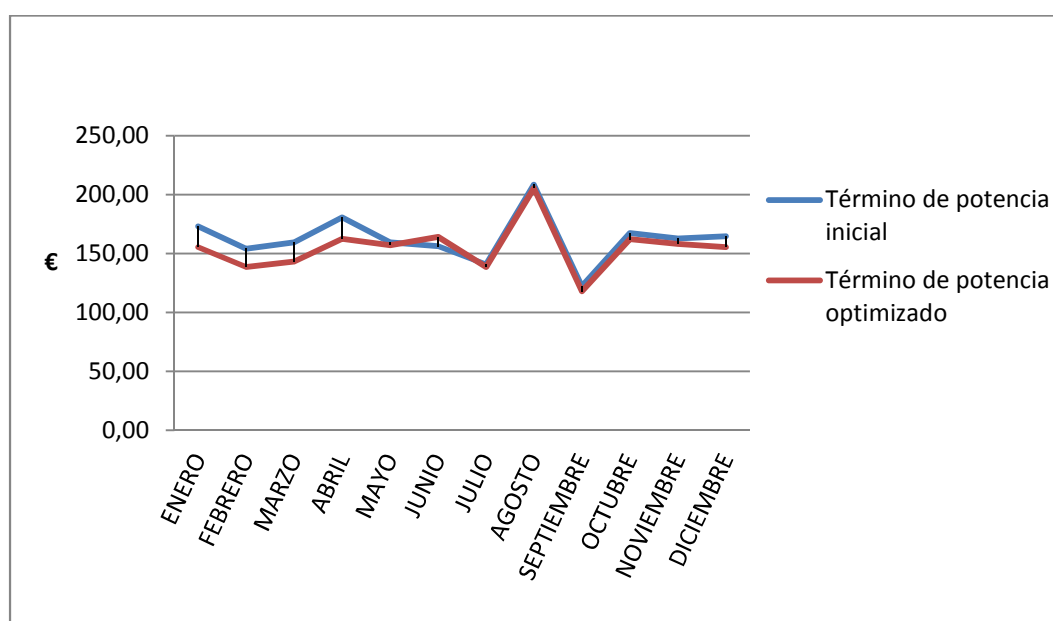
Estos valores serán nuestro límite inferior y superior en el proceso de iteración, que se muestra en la tabla 24, no obstante realizaremos más iteraciones para poder ver la tendencia por encima y por debajo de estos valores.

POTENCIA CONTRATADA			COSTE TERMINO DE POTENCIA [€]- ITERACIONES HASTA CONSEGUIR COSTE TP MÁS BAJO													COSTE TP AÑO [€]		AHORRO TP AÑO [€]	
P1	P2	P3	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL		TOTAL		
26	26,4	26,4	171,87	152,99	158,26	179,36	158,26	156,29	139,68	206,94	121,34	166,04	161,69	163,54	1936,26		12,87		
25	26,4	26,4	168,74	150,23	155,42	176,13	157,93	156,29	139,38	206,5	119,16	163,01	158,85	160,6	1912,24		36,89		
24	26,4	26,4	165,61	147,48	152,57	172,91	157,93	156,29	139,38	206,5	118,52	162,12	158,01	157,66	1894,98		54,15		
23,5	26,4	26,4	164,04	146,11	151,15	171,29	157,93	156,29	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1887,61		61,52		
23	26,4	26,4	162,48	144,73	149,73	169,68	157,93	156,29	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1881,64		67,49		
22,5	26,4	26,4	160,91	143,36	148,30	168,07	157,93	156,29	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1875,66		73,47		
22	26,4	26,4	159,35	141,98	146,88	166,46	157,93	156,29	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1869,69		79,44		
21,5	26,4	26,4	157,78	140,61	145,46	164,84	157,93	158,95	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1866,37		82,76		
21,1	26,4	26,4	156,53	139,51	144,32	163,55	157,93	161,57	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1864,21		84,92		
21	26,4	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	139,38	206,50	118,52	162,12	158,01	156,27	1863,67		85,46		
20,9	26,4	26,4	155,91	138,96	143,75	162,91	158,29	162,88	139,71	206,99	118,52	162,12	158,01	156,27	1864,32		84,81		
20,5	26,4	26,4	154,65	137,86	142,61	161,62	161,11	165,51	142,24	210,74	118,52	162,12	158,01	156,27	1871,26		77,87		
20	26,4	26,4	153,09	136,48	141,19	160,01	164,62	168,79	145,41	215,42	118,52	162,12	158,01	156,27	1879,93		69,2		
19,5	26,4	26,4	151,52	135,11	139,77	158,39	168,14	172,07	148,57	220,11	121,21	165,87	161,52	156,27	1898,55		50,58		
19	26,4	26,4	149,96	133,73	138,34	156,78	171,65	175,35	151,73	224,80	123,91	169,61	165,04	156,62	1917,52		31,61		
18	26,4	26,4	146,83	130,98	135,50	153,56	178,68	181,91	158,06	234,17	129,30	177,11	172,07	163,88	1962,05		-12,92		
21	30	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	144,92	214,69	118,52	165,33	158,01	156,27	1880,61		68,52		
21	29	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	143,38	212,41	118,52	163,51	158,01	156,27	1874,97		74,16		
21	28	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	141,84	210,14	118,52	162,12	158,01	156,27	1869,77		79,36		
21	27,5	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	141,08	209,00	118,52	162,12	158,01	156,27	1867,87		81,26		
21	27	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	140,31	207,86	118,52	162,12	158,01	156,27	1865,96		83,17		
21	26,8	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	140	207,41	118,52	162,12	158,01	156,27	1865,2		83,93		
21	26,5	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	139,54	206,72	118,52	162,12	158,01	156,27	1864,05		85,08		
21	26	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	138,77	205,59	118,52	162,12	158,01	156,27	1862,15		86,98		
21	25,9	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	138,62	205,36	118,52	162,12	158,01	156,27	1861,77		87,36		
21	25,8	26,4	156,22	139,23	144,03	163,23	157,93	162,23	138,59	205,32	118,52	162,12	158,01	156,27	1861,7		87,43		
21	25,7	26,4	156,22	139,29	144,09	163,3	157,99	162,23	138,59	205,32	118,56	162,12	158,07	156,33	1862,11		87,02		
21	25,5	26,4	156,22	140,11	144,93	164,26	158,83	162,23	138,59	205,32	119,21	162,12	158,91	157,2	1867,93		81,2		
21	25	26,4	156,22	142,15	147,04	166,65	160,94	162,23	138,59	205,32	120,83	162,12	161,02	159,38	1882,49		66,64		
21	24	26,4	159,76	146,22	151,26	171,43	165,16	165,23	138,59	205,32	124,06	162,12	165,24	163,74	1918,13		31		
21	23	26,4	164,4	150,3	155,48	176,21	169,38	169,17	138,59	205,32	127,29	162,12	169,46	168,1	1955,82		-6,69		
21	25,8	31	161,98	144,29	149,26	169,17	163,16	161,53	138,59	205,32	122,53	164,05	159,81	161,68	1901,37		47,76		
21	25,8	30	160,73	143,19	148,13	167,88	162,03	161,53	138,59	205,32	121,66	162,83	158,68	160,5	1891,07		58,06		
21	25,8	29	159,48	142,09	146,99	166,59	160,89	161,53	138,59	205,32	120,79	162,12	158,01	159,33	1881,73		67,4		
21	25,8	28	158,23	140,99	145,85	165,3	159,75	161,53	138,59	205,32	119,91	162,12	158,01	158,15	1873,75		75,38		
21	25,8	27	156,97	139,89	144,71	164,01	158,61	161,53	138,59	205,32	119,04	162,12	158,01	156,97	1865,77		83,36		
21	25,8	26	155,72	138,79	143,57	162,72	157,47	163,28	138,59	205,32	118,17	162,12	158,01	155,8	1859,56		89,57		
21	25,8	25,8	155,47	138,57	143,34	162,46	157,24	163,81	138,59	205,32	117,99	162,12	158,01	155,56	1858,48		90,65		
21	25,8	25,7	155,35	138,46	143,23	162,33	157,13	164,07	138,62	205,38	117,91	162,12	158,01	155,45	1858,06		91,07		
21	25,8	25,6	155,22	138,35	143,12	162,2	157,02	164,33	138,88	205,75	117,82	162,12	158,01	155,33	1858,15		90,98		
21	25,8	25,5	155,1	138,24	143	162,07	156,9	164,59	139,13	206,13	117,73	162,12	158,01	155,21	1858,23		90,9		
21	25,8	25	154,47	137,69	142,43	161,43	156,33	165,91	140,4	208	117,29	162,12	158,01	154,62	1858,7		90,43		
21	25,8	24,5	153,84	137,14	141,87	160,78	155,77	167,22	141,66	209,88	116,86	162,12	158,01	154,28	1859,43		89,7		
21	25,8	24	153,22	136,59	141,3	160,14	155,2	168,53	142,93	211,75	116,42	162,12	158,01	154,28	1860,49		88,64		
21	25,8	23	151,97	135,49	140,16	158,85	154,06	171,16	145,46	215,5	115,55	164,55	160,28	154,28	1867,31		81,82		
21	25,8	22	150,71	134,39	139,02	157,56	153,32	173,78	147,99	219,25	114,68	167,54	163,09	154,28	1875,61		73,52		

Tabla 24: Proceso de iteración hasta alcanzar máximo ahorro, Tintorería.

Como se puede observar en la tabla 24, se realiza el proceso de iteración individualmente para cada periodo tarifario, con un orden creciente desde P1 a P3. Según podemos ver en la tabla, el valor de potencia contratada óptimo en P1 es de 21 kW. Una vez alcanzado el valor óptimo de potencia contratada en P1, éste queda fijado y se pasa a buscar el valor óptimo de potencia contratada en el periodo P2, que como podemos comprobar quedaría fijado en 25,8 kW para posteriormente realizar la misma operación con el periodo P3 obteniendo un valor de 25,7 kW.

Una vez alcanzada la potencia óptima contratada para cada periodo tarifario, podemos afirmar que el ahorro anual que hubiese supuesto el cambio en esta empresa, sería de **91,07 €/año**, antes de impuestos, lo que supone un **ahorro del 4,7%** sobre el total del término de potencia de los periodos de facturación estudiados. Podemos ver, de forma gráfica, como incide el ahorro en cada periodo de facturación en la gráfica 12.



Gráfica 12: Comparativa coste término de potencia inicial y potencia optimizada.

A partir de este gráfico, podemos ver que tras la optimización, hay algún periodo de facturación cuyo coste del término de potencia resulta mayor al que teníamos inicialmente, sin embargo tal y como hemos visto, finalmente se produce un ahorro en todo el año.

Adicionalmente, podemos ver en la tabla 25, que en algunos meses se ha incurrido en penalizaciones por excesos de potencia, sin embargo la optimización se ha desarrollado en base a que fuese posible que se aplicasen penalizaciones por exceso de potencia, permitiendo de este modo realizar una optimización más ajustada.

MES	POTENCIA CONTRATADA [kW]			POTENCIA FACTURADA [kW]		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3
ENERO	21	25,8	25,7	17,850	26,000	21,845
FEBRERO				17,850	27,000	21,845
MARZO				17,850	27,000	21,845
ABRIL				17,850	27,000	21,845
MAYO				22,000	27,000	21,845
JUNIO				24,900	26,000	30,030
JULIO				22,000	22,000	27,030
AGOSTO				22,000	22,000	27,030
SEPTIEMBRE				21,000	27,000	21,845
OCTUBRE				21,000	24,000	25,000
NOVIEMBRE				21,000	27,000	25,000
DICIEMBRE				20,000	27,000	21,845

Tabla 25: Periodos tarifarios con penalización por exceso de potencia, tintorería

4.3.2 Caso práctico 2: Cafetería

La optimización de la potencia contratada en este caso, se realiza de forma similar al caso práctico anterior.

Inicialmente, procedemos a comprobar la necesidad de realizar una optimización de potencia. En el caso práctico anterior realizamos una comparación entre la potencia contratada y las lecturas del maxímetro para cada periodo tarifario. Sin embargo, en este caso práctico vamos a ver otra forma de comprobar la necesidad real de optimizar la potencia contratada, a través de la potencia realmente facturada en los distintos periodos de facturación.

Podemos ver un resumen en la tabla 26.

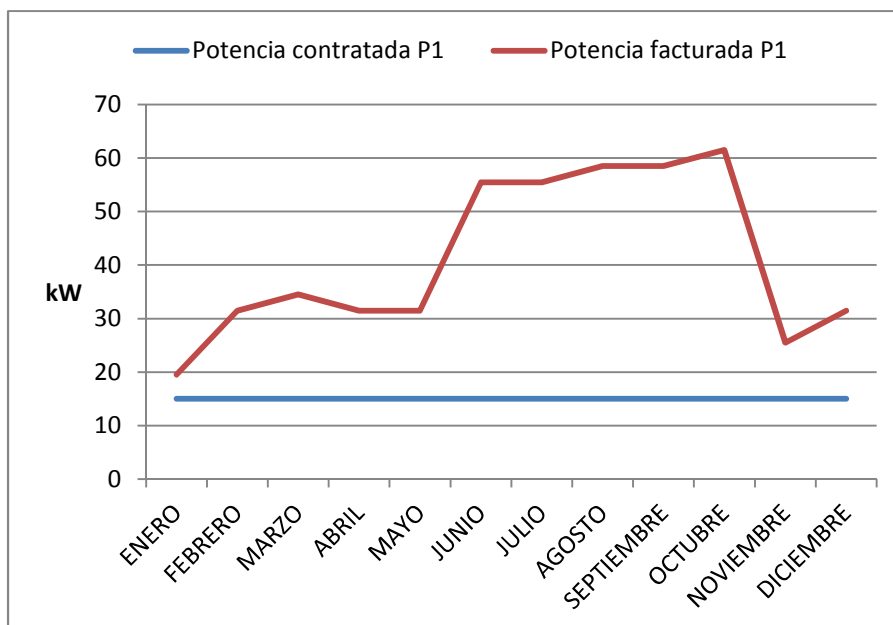
MES	POTENCIA CONTRATADA [kW]			POTENCIA FACTURADA [kW]		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3
ENERO	15,001	15,001	15,001	19,498	46,498	28,498
FEBRERO	15,001	15,001	15,001	31,498	46,498	31,498
MARZO	15,001	15,001	15,001	34,498	46,498	31,498
ABRIL	15,001	15,001	15,001	31,498	40,498	12,751
MAYO	15,001	15,001	15,001	31,498	37,498	14,000
JUNIO	15,001	15,001	15,001	55,498	52,498	12,751
JULIO	15,001	15,001	15,001	55,498	55,498	28,498
AGOSTO	15,001	15,001	15,001	58,498	58,498	31,498
SEPTIEMBRE	15,001	15,001	15,001	58,498	61,498	31,498
OCTUBRE	15,001	15,001	15,001	61,498	58,498	22,498
NOVIEMBRE	15,001	15,001	15,001	25,498	49,498	12,751
DICIEMBRE	15,001	15,001	15,001	31,498	49,498	12,751

Tabla 26: Comparación potencia contratada y potencia facturada.

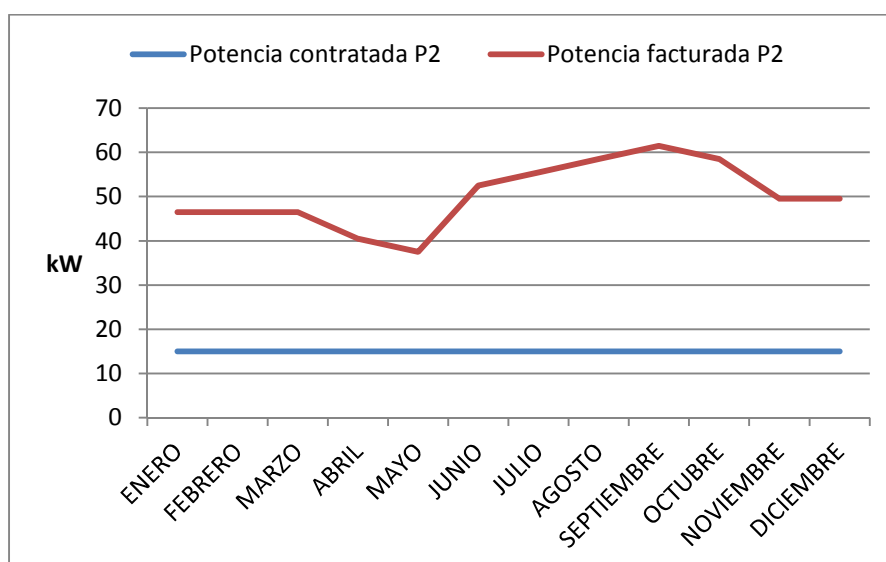
Podemos ver de forma rápida en esta tabla que los términos de potencias realmente facturadas son muy superiores a los términos de potencia inicialmente contratados, lo que

quiere decir de acuerdo a lo que hemos visto en capítulos anteriores que se está produciendo una penalización por exceso de potencia demandada.

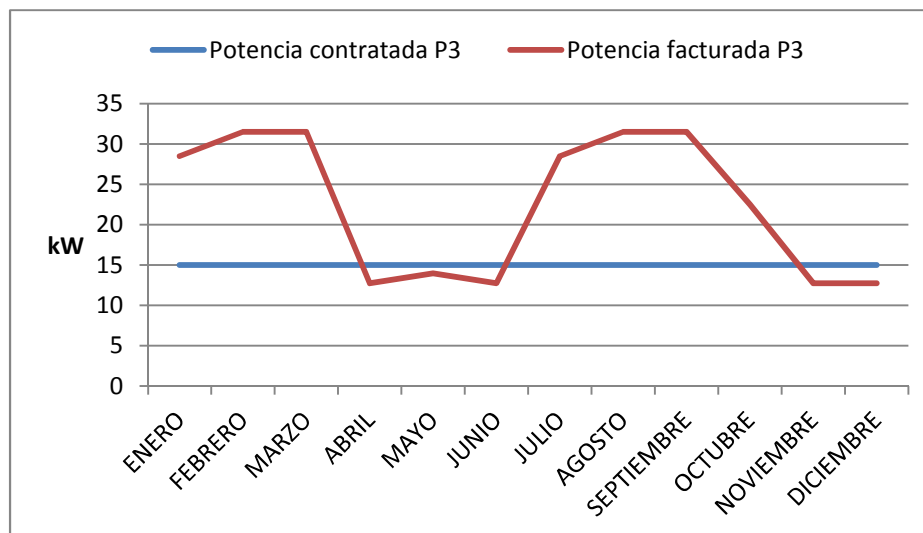
Podemos verlo, de forma visual para cada periodo tarifario y periodo de facturación, en las siguientes gráficas:



Gráfica 13: Comparación potencia contratada y facturada en P1.



Gráfica 14: Comparación potencia contratada y facturada en P2.



Gráfica 15: Comparación potencia contratada y facturada en P3.

Como podemos comprobar en las gráficas de cada periodo tarifario, la potencia realmente facturada es muy superior, de forma general, a la potencia contratada. Por lo tanto, se están facturando penalizaciones por exceso de potencia demandada de forma habitual en todos los periodos tarifarios y para todos los periodos de facturación salvo en el periodo Valle de abril, mayo, junio noviembre y diciembre.

Podemos, a través de estas lecturas visuales, deducir de forma precisa que la potencia contratada es inferior a la potencia demandada, por lo tanto debemos proceder a optimizar la potencia contratada. Para ello realizaremos el proceso de iteración de la misma forma que en el ejemplo anterior. Comenzaremos con buscar los valores medios y máximos que provienen de las lecturas de máxímetro para filtrar el número de iteraciones.

LECTURAS MAXIMETRO [kW]									
MES	MAXIMO PUNTA	MAXIMO LLANO	MAXIMO VALLE	P1	P2	P3	P4	P5	P6
ENERO	17	26	20	17	26	20	15	24	14
FEBRERO	21	26	21	21	26	21	13	23	11
MARZO	22	26	21	22	26	21	15	24	13
ABRIL	21	24	11	19	24	11	21	21	7
MAYO	21	23	14	21	23	11	15	16	14
JUNIO	29	28	11	29	28	11	21	18	7
JULIO	29	29	20	29	29	20	20	29	18
AGOSTO	30	30	21	30	30	21	18	29	16
SEPTIEMBRE	30	31	21	30	31	21	25	24	6
OCTUBRE	31	30	18	31	30	18	21	25	6
NOVIEMBRE	19	27	10	19	27	10	13	18	8
DICIEMBRE	21	27	12	21	27	12	13	18	9
MAXIMO	31,0	31,0	21,0						
PROMEDIO	24,3	27,3	16,7						

Tabla 27: Promedio y Máximo Lecturas Maximetro, Cafetería.

Una vez localizados el máximo y promedio para cada periodo tarifario, indicados en la tabla 27, procedemos con la iteración hasta conseguir el valor de potencia contratada para cada periodo tarifario:

POTENCIA CONTRATADA			COSTE TERMINO DE POTENCIA € - ITERACIONES HASTA CONSEGUIR COSTE TP MÁS BAJO												COSTE TP AÑO		AHORRO TP AÑO	
P1	P2	P3	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL		TOTAL	
35	15,001	15,001	254,26	235,16	211,64	184,81	225,93	244,32	232,61	251,43	257,25	251,40	223,28	223,28	2795,37		447,84	
34	15,001	15,001	251,13	232,32	209,08	182,16	222,61	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	220,34	220,34	2769,89		473,32	
33	15,001	15,001	248,00	229,47	206,52	179,50	219,29	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	217,40	217,40	2749,49		483,72	
32	15,001	15,001	244,87	226,62	203,96	176,84	215,97	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	214,46	214,46	2729,09		514,12	
31	15,001	15,001	241,74	223,78	201,40	174,19	212,65	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	211,52	211,52	2708,71		534,50	
30,5	15,001	15,001	240,17	222,36	200,12	172,86	210,99	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	210,05	210,05	2688,51		544,70	
30	15,001	15,001	238,61	220,93	198,84	171,53	209,33	241,56	230,27	251,43	257,25	251,40	208,58	208,58	2668,31		554,90	
29,5	15,001	15,001	237,04	219,51	197,56	170,20	207,67	241,56	230,27	251,43	257,25	251,57	207,11	207,11	2648,28		564,93	
29	15,001	15,001	235,48	218,09	196,28	168,88	206,01	241,56	230,27	251,43	257,25	255,09	205,64	205,64	2628,12		574,99	
28,6	15,001	15,001	234,23	216,95	195,25	167,81	204,68	241,56	230,27	251,43	257,25	257,90	204,46	204,46	2608,25		576,96	
28,5	15,001	15,001	233,91	216,67	195,00	167,55	204,35	241,56	230,27	251,92	257,74	258,60	204,17	204,17	2605,91		577,30	
28,4	15,001	15,001	233,60	216,38	194,74	167,28	204,02	241,56	230,27	252,59	258,41	259,31	203,87	203,87	2605,90		577,31	
28,3	15,001	15,001	233,29	216,10	194,48	167,02	203,69	241,56	230,27	253,27	259,09	260,01	203,58	203,58	2605,94		577,27	
28	15,001	15,001	232,35	215,24	193,72	166,22	202,69	241,56	230,27	255,31	261,13	262,12	202,70	202,70	2606,01		577,20	
27,5	15,001	15,001	230,78	213,82	192,43	164,89	201,03	242,48	231,05	258,71	264,53	265,63	201,23	201,23	2607,81		575,40	
27	15,001	15,001	229,22	212,40	191,15	163,57	199,37	246,34	234,33	262,11	267,93	269,15	199,76	199,76	2609,09		568,12	
26,5	15,001	15,001	227,65	210,97	189,87	162,24	197,71	250,21	237,61	265,51	271,33	272,66	198,29	198,29	2628,34		560,87	
26	15,001	15,001	226,09	209,55	188,59	160,91	196,05	254,08	240,89	268,90	274,72	276,18	196,82	196,82	2609,60		553,61	
25,5	15,001	15,001	224,52	208,13	188,29	159,58	194,39	257,94	244,17	272,30	278,12	279,69	195,35	195,35	2607,83		545,38	
25	15,001	15,001	222,96	206,71	188,29	158,25	192,73	261,81	247,45	275,70	281,52	283,21	193,88	193,88	2606,39		536,82	
24,5	15,001	15,001	221,39	205,27	188,29	157,47	191,76	265,68	250,73	279,10	284,92	286,72	192,41	192,41	2605,01		525,86	
24	15,001	15,001	219,83	205,87	188,29	157,47	191,76	269,54	254,01	282,50	288,32	290,24	190,94	190,94	2604,78		511,43	
23	15,001	15,001	218,70	205,87	188,29	157,47	191,76	277,28	260,57	289,29	295,11	297,27	188,00	188,00	2604,62		482,59	
22	15,001	15,001	213,57	205,87	188,29	157,47	191,76	285,01	267,14	296,09	301,91	304,30	186,09	186,09	2604,51		452,70	
21	15,001	15,001	210,44	205,87	188,29	157,47	191,76	292,74	273,70	302,88	308,70	311,33	186,09	186,09	2604,48		420,93	
20	15,001	15,001	207,31	205,87	188,29	157,47	191,76	300,48	280,26	308,68	315,50	318,36	186,09	186,09	2604,41		383,10	
19	15,001	15,001	207,31	212,90	200,64	164,03	199,96	308,21	286,82	316,47	322,29	325,39	186,09	200,28	2604,39		312,82	
18	15,001	15,001	207,31	219,93	206,97	170,60	208,16	315,94	293,38	323,27	329,09	332,42	186,79	207,54	2604,40		241,81	
17	15,001	15,001	207,31	226,96	213,30	177,18	216,36	323,67	299,94	330,06	335,88	339,45	194,05	214,61	2604,45		164,26	
28,4	35,00	15,00	196,60	182,74	164,47	147,13	185,86	191,30	182,00	197,26	199,20	202,07	162,89	162,89	2174,41		1068,80	
28,4	34,00	15,00	194,72	181,04	162,93	145,54	183,87	189,42	180,60	197,26	199,20	202,07	161,12	161,12	2158,89		1084,32	
28,4	33,00	15,00	192,84	179,33	161,40	143,94	181,88	187,54	180,60	197,26	199,20	202,07	159,36	159,36	2144,78		1098,43	
28,4	32,00	15,00	190,97	177,62	159,86	142,35	179,89	187,43	180,60	197,26	199,20	202,07	157,59	157,59	2132,43		1110,78	
28,4	31,00	15,00	189,09	175,92	158,32	140,76	177,90	187,43	180,60	197,26	199,20	202,07	157,18	157,18	2122,91		1120,30	
28,4	30,50	15,00	188,31	175,21	157,69	139,96	176,90	187,43	180,60	197,26	199,20	202,07	157,18	157,18	2118,99		1124,22	
28,4	30,00	15,00	188,31	175,21	157,69	139,16	175,90	187,43	180,60	197,26	199,20	202,07	157,18	157,18	2117,19		1126,02	
28,4	29,60	15,00	188,31	175,21	157,69	138,53	175,11	187,43	180,60	197,26	199,20	202,07	157,18	157,18	2115,77		1127,44	
28,4	29,50	15,00	188,31	175,21	157,69	138,37	174,91	187,43	180,60	197,26	199,30	202,07	157,18	157,18	2115,51		1127,70	
28,4	29,40	15,00	188,31	175,21	157,69	138,21	174,71	187,43	180,60	197,26	199,70	202,07	157,18	157,18	2115,55		1127,66	
28,4	29,30	15,00	188,31	175,21	157,69	137,57	173,91	187,43	180,60	197,26	201,34	202,07	157,18	157,18	2115,75		1127,46	
28,4	29,20	15,00	188,31	175,21	157,69	136,77	172,92	187,43	180,60	197,26	203,37	202,37	157,18	157,18	2116,58		1126,63	
28,4	29,10	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	171,92	187,43	180,60	199,59	205,41	204,48	157,18	157,18	2121,35		1121,86	
28,4	29,00	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	170,93	187,43	181,06	201,63	207,45	206,59	157,18	157,18	2127,01		1116,20	
28,4	28,90	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	170,53	187,43	181,85	202,44	208,27	207,43	157,18	157,18	2129,87		1113,34	
28,4	28,80	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	170,05	187,43	183,03	203,67	209,49	208,70	157,18	157,18	2134,29		1108,92	
28,4	28,70	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	170,05	190,53	186,97	207,74	213,57	212,91	157,18	157,18	2153,69		1089,52	
28,4	28,60	15,00	188,31	175,21	157,69	136,35	170,05	195,17	190,91	211,82	217,65	217,13	160,29	160,29	2180,87		1062,34	
28,4	28,50	15,00	191,85	178,43	160,58	136,35	170,05	199,81	194,84	215,90	221,72	221,35	164,65	164,65	2220,18		1023,03	
28,4	28,40	15,00	196,40	182,64	164,38	136,35	170,05	204,45	198,78	219,98	225,80	225,57	169,01	169,01	2262,51		980,70	
28,4	28,30	15,00	201,13	186,86	168,17	139,73	170,05	209,00	202,72	224,05	229,88	229,78	173,37	173,37	2308,20		935,01	
28,4	28,20	15,00	205,77	191,08	171,97	143,66	174,50	213,73	206,65	228,13	233,95	234,00	177,73	177,73	2358,90		884,31	
28,4	28,10	15,00	210,41	195,30	175,77	147,60	179,42	218,37	210,59	232,21	238,03	238,22	182,08	182,08	2410,08		833,13	
28,4	28,00	15,00	215,05	199,52	179,56	151,54	184,34	223,01	214,53	236,28	242,11	242,44	186,44	186,44	2461,26		781,95	
28,4	27,90	15,00	219,69	203,73	183,36	155,47	189,26	227,65	218,46	240,36	246,19	246,66	190,80	190,80	2512,43		730,78	
28,4	27,80	15,00	224,33	207,95	187,16	159,41	194,18	232,28	222,40	244,44	250,26	250,87	195,16	195,16	2563,60		679,61	
28,4	27,70	15,00	229,02	212,64	191,87	161,15	200,00	237,00	227,12	249,44	255,09	255,70	199,85	199,85	2614,78		628,43	
28,4	27,60	15,00	233,72	217,34	206,57	165,88	204,71	241,81	231,81	254,74	260,36	261,00	203,58	203,58	2666,06		577,17	
28,4	27,50	15,00	238,42	222,06	211,28	170,60	209,42	246,56	236,56	259,69	265,32	266,00	207,11	207,11	2717,34		525,89	
28,4	27,40	15,00	243,12	226,76	215,99	175,39	214,13	251,31	241,56	264,48	270,11	270,80	210,64	210,64	2768,61		474,60	
28,4	27,30	15,00	247,82	231,46	220,71	180,18	218,84	256,02	246,28	269,20	274,83	275,50	214,79	214,79	2819,90		423,31	
28,4	27,20	15,00	252,52	236,16	225,44	185,07	223,55	260,73	251,03	273,91	279,54	2						

4.4 Optimización del consumo de energía

4.4.1 Caso práctico 1: Tintorería

Para optimizar el consumo de energía en este negocio, es necesario conocer cuáles son las principales cargas eléctricas en el mismo y cómo es el funcionamiento del negocio en cuanto al consumo eléctrico.

Entre los aparatos eléctricos de mayor consumo eléctrico en este negocio podemos destacar:

- Caldera eléctrica para la generación de vapor -> 12 kW
- Compresor de aire -> 1,5 kW
- Máquina de lavado en seco: 12 kW
- Lavadora industrial -> 7 kW
- Plancha -> 2 kW
- Aire acondicionado -> 4 kW
- Estufa eléctrica -> 2 kW

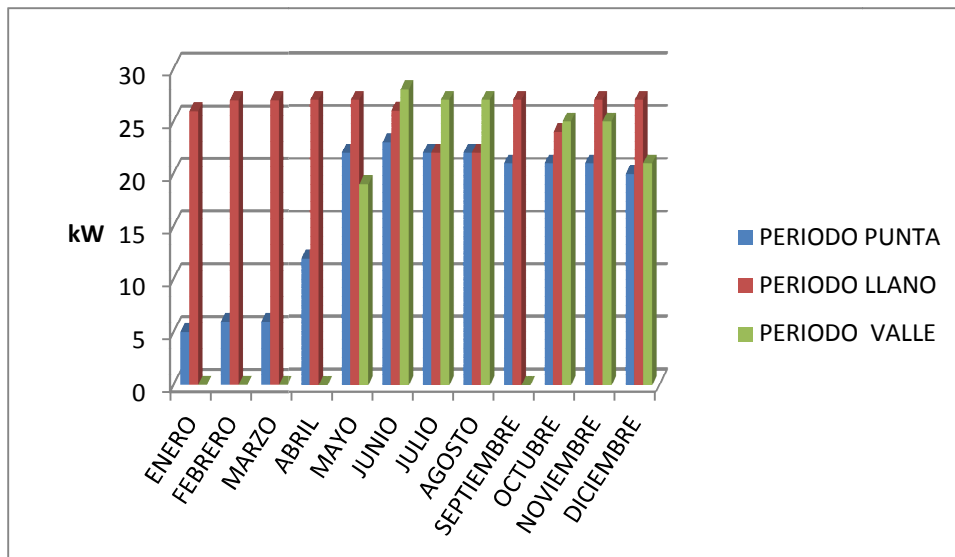
Además, con consumos menos importantes, podemos encontrar pequeños motores que accionan los ventiladores de plancha, prensa y maniquí además del consumo destinado a la iluminación del local que en este caso se basa en 4 placas de fluorescentes.

Dado que se trata de un negocio familiar, es en cierto modo viable realizar una planificación de nuestro hábito de consumo dentro de las limitaciones que los propios procesos requieren, hacia un consumo eléctrico más optimizado. Tal y como pudimos ver en la tabla 19, la mayor parte del consumo se realiza de forma habitual en el periodo llano, suponiendo éste más de un 70% del consumo total anual.

Debido a los horarios de apertura de este negocio, se hace inviable trasladar más consumo al periodo valle. Se puede proponer trasladar el consumo punta al periodo de consumo llano tanto en horario de invierno como de verano, sin que inicialmente suponga más que un cambio de hábito en la realización de algunos procesos, por lo que consideramos este cambio viable.

Por otro lado, del funcionamiento habitual del negocio, hemos podido deducir que el pico máximo de potencia viene impuesto por el funcionamiento simultáneo de la caldera eléctrica y la máquina de lavado en seco que se da en los días de “trabajo” (no se encienden las máquinas todos los días). En los días de trabajo, de forma general ambas máquinas entran y salen de funcionamiento de forma continua desde las 7.30h hasta la 13.00h, dependiendo de la carga de trabajo a realizar.

Podemos ver, en la gráfica 16, cuales son los puntos de máxima demanda según nos indica el maxímetro para cada periodo tarifario y cada periodo de facturación.



Gráfica 16: Lecturas máxímetro Tintorería.

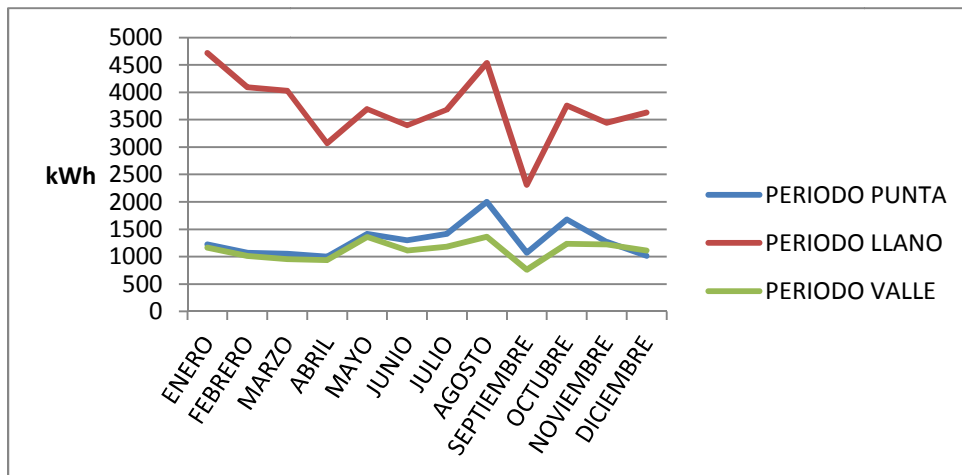
El estudio de un cambio en la planificación del trabajo de forma que la caldera eléctrica y la máquina de lavado en seco no funcionasen de forma simultanea podría suponer un ahorro importante en el término de potencia contratada, de forma que una vez se realizase dicho estudio pudiésemos contratar una potencia inferior.

Dado que se trata de procesos en sí independientes, primero se lavaría y posteriormente se generaría el vapor necesario para el planchado, debería de estudiarse la viabilidad de utilizar primero la máquina de lavado en seco y una vez hubiese terminado ésta proceder a encender la caldera de forma que ambas máquinas no funcionasen de forma simultánea. Con esta medida veríamos reducido el término de facturación de potencia considerablemente.

4.4.2 Caso práctico 2: Cafetería-Restaurante

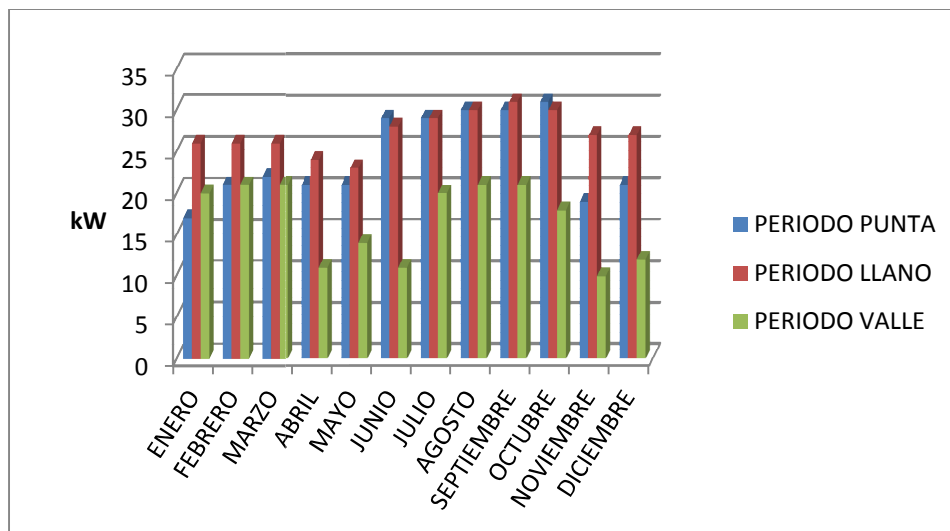
En el caso de la cafetería-restaurant no se ha podido llevar a cabo un análisis general de los consumidores eléctricos por haberse cerrado el negocio antes de la realización de este trabajo, sin embargo dado que se trata de un negocio habitual en el que los consumidores y los procesos pueden ser a priori conocidos podemos tener una idea aproximada de su funcionamiento.

Además, cabe destacar que el consumo, tal y como hemos podemos ver en la gráfica 17, tiene una tendencia constante en los tres periodos tarifarios y más acentuado en el periodo punta y valle.



Gráfica 17: Consumo eléctrico según periodo tarifario.

Además, de la misma forma podemos ver que las demandas máximas de potencia se producen en los periodos llano y punta y también tienen una tendencia muy constante dependiendo de la estacionalidad del año.



Gráfica 18: Lecturas máxímetro, Cafetería.

Dado que en este tipo de negocio, el consumo eléctrico derivado de la utilización de los equipos en el proceso ordinario de funcionamiento está muy vinculado a la demanda en tiempo real por parte de los clientes, se hace muy complicada una planificación en cuanto al consumo eléctrico para gran parte de los consumidores o cargas del negocio.

La mayor optimización en cuanto al consumo de este negocio podría basarse en los siguientes puntos principalmente:

- Cambio en la instalación de iluminación a luminarias de bajo consumo, LED.
- Instalación de sistemas de detección de presencia para los aparatos de climatización de forma que se minimice el consumo en las estancias en las que no hay presencia de personas.
- Instalación de sistemas de detección de presencia en estancias de paso, aseos, almacén, etc.

- Acondicionamiento de local de forma que se aproveche la luz exterior en las horas diurnas.
- Traslado de ciertas tareas a las horas del periodo valle, donde el consumo es más económico. Por ejemplo, máquina de hacer hielo.
- Revisar temperaturas de cámaras frigoríficas de forma que no estén por debajo de lo necesario.
- Cambio de equipos por unos de alta eficiencia.

4.5 Optimización del contrato de suministro de energía.

Para realizar la simulación en la búsqueda de un contrato optimizado nos basaremos en los datos que hemos obtenido tras la optimización de la potencia contratada, además contaremos con los consumos de energía para cada periodo tarifario.

Tal y como hemos explicado anteriormente, para la contratación del suministro existen diversos comparadores de ofertas de las distintas comercializadoras en el mercado libre. Para la realización de la optimización del contrato de suministro de energía en el caso de las tarifas fijas, vamos a utilizar el comparador de ofertas de energía de la CNMC.

Posteriormente, procederemos a realizar una comparación económica aproximada, bastada en nuestros casos prácticos, entre tarifas a precio fijo y tarifas indexadas que realizaremos gracias al comparador de tarifa indexada de “Energía VM”, que trata concretamente tarifas indexadas del tipo Pass-Pool.

4.5.1 Caso práctico 1: Tarifa precio fijo – Tintorería

CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**COMPARADOR
DE OFERTAS
DE ENERGÍA**

Nueva comparación Cuestionario

Datos Adicionales

Electricidad. Consumidores con discriminación horaria en 3 periodos

Indique la Potencia contratada para cada período horario

P1 (Punta) 21 kW P2 (Llano) 25.8 kW P3 (Valle) 25.7 kW

Indique el Consumo Anual Estimado para cada período

P1 (Punta) 2951 kWh P2 (Llano) 10473 kWh P3 (Valle) 1196 kWh

Horario tarifario INVIERNO (*):
P1 (Punta): 18h a 22h
P2 (Llano): 8h a 18h y de 22h a 24h
P3 (Valle): 0h a 8h

Horario tarifario VERANO (*):
P1 (Punta): 11h a 15h
P2 (Llano): 8h a 11h y 15h a 24h
P3 (Valle): 0h a 8h

(*) Horarios validos para la península y Canarias. Para Baleares, Ceuta y Melilla ver horarios en la ayuda del paso anterior.

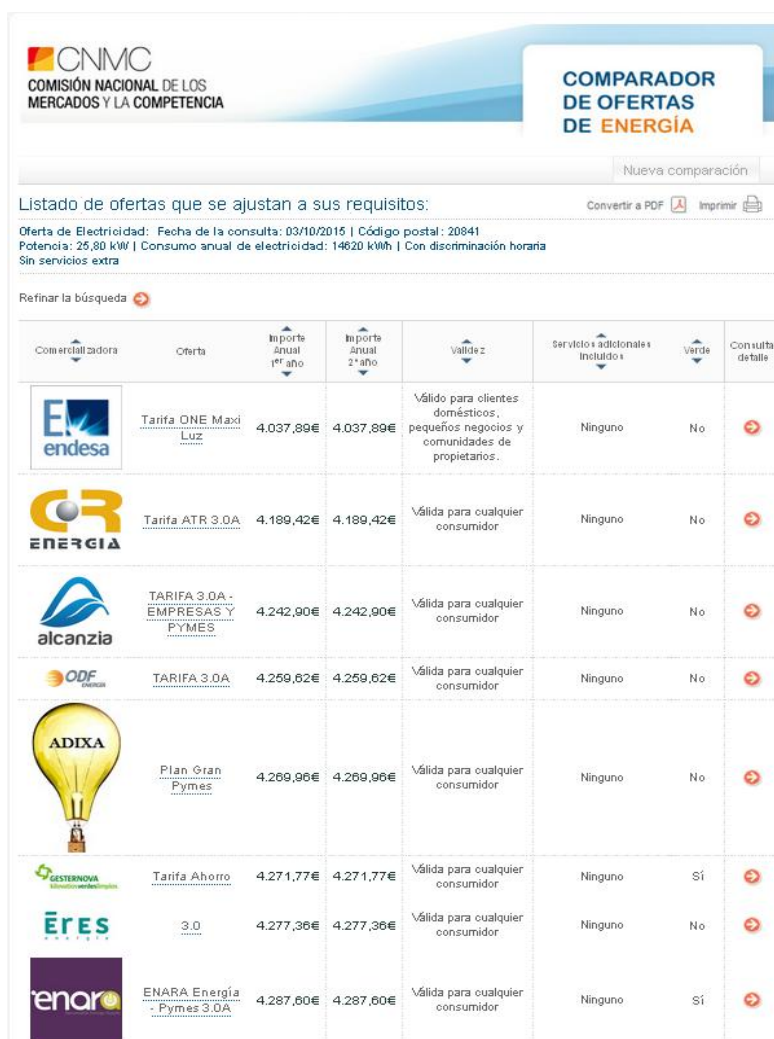
VOLVER SEGUIR

© 2014 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia | Aviso Legal | Vídeo de demostración

Figura 11: Introducción de potencia contratada y consumo de energía activa por periodos. [36]

Tal y como hemos podido ver en la figura 11, procedemos a cumplimentar el cuestionario indicando la potencia contratada, ya optimizada, y los consumos de energía activa para cada uno de los períodos.

Una vez cumplimentado el cuestionario, obtendremos un resultado filtrado por precio en orden creciente, de forma que podemos ver un resumen de la facturación esperada anual de acuerdo a los precios de cada una de las ofertas incluidas en el listado, de acuerdo a las potencias contratadas por periodo y de los consumos de energía activa introducidos, podemos ver las más económicas en la tabla 29.



















Comercializadora	Oferta	Importe anual 1º año	Importe anual 2º año	Validez	Servicios adicionales incluidos	Ver	Consultar detalle
	Tarifa ONE Maxi Luz	4.037,89€	4.037,89€	Válida para clientes domésticos, pequeños negocios y comunidades de propietarios.	Ninguno	No	
	Tarifa ATR 3.0A	4.189,42€	4.189,42€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	TARIFA 3.0A - EMPRESAS Y PYMES	4.242,90€	4.242,90€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	TARIFA 3.0A	4.259,62€	4.259,62€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	Plan Gran Pymes	4.269,96€	4.269,96€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	Tarifa Ahorro	4.271,77€	4.271,77€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	Sí	
	3.0	4.277,36€	4.277,36€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	ENARA Energía - Pymes 3.0A	4.287,60€	4.287,60€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	Sí	

Tabla 29: Ofertas de energía, Tintorería. [36]

Los importes que figuran en la tabla incluyen el IVA y el impuesto de la electricidad, pero no incluyen el importe del alquiler del equipo de medida ni la penalización por posible consumo de energía reactiva. Además estos precios se calculan suponiendo que los precios son constantes.

Es importante hacer hincapié en la necesidad de revisar todas las condiciones específicas para cada una de las ofertas y proceder a analizarlas. Por ejemplo, tras revisar la oferta situada en primer lugar, Tarifa ONE Maxi Luz, hemos podido verificar que el

cálculo del precio total no es correcto, siendo el precio real según las condiciones ofrecidas, 4.535,19 €/Año por lo tanto descartamos completamente esta oferta.

Vamos a seleccionar la segunda opción, tras estudiar las condiciones del contrato, creemos que podría ser una buena opción.


Esta oferta, tiene las siguientes condiciones económicas:

Tarifa ATR 3.0A de CREnergia

Tarifa ATR 3.0A		Horarios ATR 3.0A																							
Término de Potencia Punta	0.1150 €/kW/día	Horario invierno (todos los días)																							
Término de Potencia Llano	0.0690 €/kW/día	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Término de Potencia Valle	0.0474 €/kW/día	Horario verano (todos los días)																							
Consumo de Energía Punta	0.1127 €/kWh	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Consumo de Energía Llano	0.0966 €/kWh																								
Consumo de Energía Valle	0.0729 €/kWh																								
		<div><div></div> Horas Punta</div> <div><div></div> Horas Valle</div> <div><div></div> Horas Llano</div>																							

Tabla 30: Tarifa ATR 3.0A. [37]

A partir de estos datos, según el configurador se obtiene el siguiente desglose de facturación:

	Tarifa ATR 3.0A
	Comercializador Comercializadora Riojana de Energía, S.L.
	Oferta de Electricidad: Fecha de la consulta: 04/10/2015 Código postal: 28041 Potencia: 25,80 kW Consumo anual de electricidad: 14620 kWh Con discriminación horaria Sin servicios extra

Datos del suministro

Electricidad	
Potencia contratada	21,00 ; 25,80 ; 25,70 kW
Consumo electricidad	2951 +10473 +1196 kWh/año

Estimación factura anual (primer año)

Importe anual de la electricidad	
Término de potencia	1.862,46 €/año
Consumo electricidad	1.431,46 €/año
Impuesto sobre electricidad	168,41 €/año

Total estimado primer año	
Total estimado electricidad	3.462,33 €/año
IVA 21%	727,09 €/año
Total primer año	4.189,42 €/año

Tabla 31: Estimación factura anual con oferta de CREnergía, Tintorería. [36]

A modo de ejemplo, vamos a proceder con nuestra hoja de cálculo para calcular el coste previsto de acuerdo a los datos de consumo de 2014 y la potencia contratada optimizada que hemos calculado en el apartado anterior, podemos ver el resumen de la facturación anual en la tabla 32.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Término de Potencia	161,11	143,59	148,53	168,34	162,85	170,27	143,89	213,17	122,22	168,19	163,89	161,15	1.927,20 €
Término de Energía	80,01	66,08	94,09	127,53	189,88	162,72	144,02	0,00	193,21	165,46	97,94	110,52	1.431,46 €
Energía reactiva	0,37	0,99	0,54	0,71	1,04	0,71	0,58	0,00	0,00	0,00	0,37	0,25	5,56 €
Impuesto de electricidad	12,35	10,77	12,43	15,16	18,09	17,06	14,75	10,90	16,13	17,06	13,41	13,90	172,01 €
Alquiler de equipos de medida	13,20	11,60	12,00	13,60	12,00	11,20	10,80	16,00	9,20	12,80	12,00	12,40	146,80 €
IVA	56,08	48,94	56,19	68,32	80,61	76,01	65,95	50,41	71,56	76,34	60,40	62,63	773,44 €
TOTAL	323,12	281,97	323,78	393,66	464,47	437,97	379,99	290,48	412,32	439,85	348,01	360,85	4.456,47 €

Tabla 32: Desglose facturación Anual con Potencia contratada optimizada para oferta CREnergía.

Tal y como podemos observar, el total de los importes facturados para el periodo de facturación anual sería de 4.456,47 €. Como podemos apreciar, hay una diferencia de 267,05 €, aproximadamente un 6% que proviene de:

- Potencia facturada no es igual a la potencia contratada, ya que nuestra optimización se basa en posibilidad de facturación con penalización de exceso de potencia.
- El configurador de precios no incluye la facturación del término de energía reactiva, ni sus impuestos.
- El configurador no incluye el precio del alquiler de contadores ni sus impuestos.

A modo de comparación vamos a comprobar cómo quedaría la facturación anual en caso de no haber realizado una optimización de la potencia contratada anteriormente, según se muestra en la tabla 33:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Término de Potencia	179,46	159,72	165,22	187,24	165,22	162,19	146,04	216,34	126,66	173,49	168,86	170,72	2.021,16 €
Término de Energía	80,01	66,08	94,09	127,53	189,88	162,72	144,02	0,00	193,21	165,46	97,94	110,52	1.431,46 €
Energía reactiva	0,37	0,99	0,54	0,71	1,04	0,71	0,58	0,00	0,00	0,00	0,37	0,25	5,56 €
Impuesto de electricidad	13,28	11,60	13,29	16,13	18,21	16,65	14,86	11,06	16,35	17,33	13,66	14,39	176,81 €
Alquiler de equipos de medida	13,20	11,60	12,00	13,60	12,00	11,20	10,80	16,00	9,20	12,80	12,00	12,40	146,80 €
IVA	60,13	52,50	59,88	72,49	81,13	74,23	66,42	51,11	72,54	77,51	61,49	64,74	794,17 €
TOTAL	346,45	302,49	345,02	417,70	467,48	427,70	382,72	294,51	417,96	446,59	354,32	373,02	4.575,96 €

Tabla 33: Desglose facturación Anual con Potencia contratada inicial para oferta CREnergía.

4.5.2 Caso práctico 1: Tarifa indexada - Tintorería

Con el fin de realizar una comparación entre la oferta de precios fijos y precios indexados procederemos a realizar una estimación comparativa entre la tarifa de precio fijo de “CREnergía” y la tarifa indexada de “Energía VM”, modalidad de Pass-Pool.

Gracias al comparador de Energía VM, podemos realizar una comparación rápida, basada en el histórico de precios indexados de Energía VM para el año 2014.

Tras contactar con Energía VM, nos han confirmado un FEE de 8€/MWh para un suministro eléctrico 3.0A con un consumo mayor a 10MWh/año

Para ello, tal y como podemos ver en la tabla 34, introduciremos los datos solicitados en el formulario, y que detallamos a continuación:

- Zona de suministro
- Tarifa
- Precio actual c€/kWh: este será el precio anteriormente conseguido en la oferta de precio fijo de CREnergía para cada periodo tarifario. Es importante indicar si el precio incluye o no los peaje de acceso del término de energía y el impuesto eléctrico para una correcta comparación.
- Consumo mensual por periodo (kWh): Este será el consumo de energía activa para cada periodo de facturación y por cada periodo tarifario.



Comparador Indexado

Seleccione o rellene los siguientes campos y descubra la comparativa en la pestaña 'Resultado'

Zona península **Tarifa** 3.0 A **Fee** 8 €/MWh

Precio actual (*) c€/kWh

P1	P2	P3	P4	P5	P6
11,27	9,66	7,29			

*Indicar si incluye: Costes de acceso (término de energía) si periodo de factura dic 14

Impuesto Eléctrico no

Consumo mensual

Consumo anual estimado por periodo (kWh)

P1	P2	P3
2.951	10.473	1.196

Consumo mensual por periodo (kWh)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
enero	48	767	7			
febrero	48	625	4			
marzo	56	905	5			
abril	298	962	14			
mayo	502	1.201	237			
junio	382	943	392			
julio	300	925	286			
agosto	0	0	0			
septiembre	517	1.289	143			
octubre	501	1.080	64			
noviembre	135	833	31			
diciembre	164	943	13			

Tabla 34: Introducción datos en comparador tarifa indexada Energía VM – Tintorería [38]

Una vez introducidos todos los datos el configurador nos arroja los siguientes resultados:

Precios obtenidos a partir de los datos introducidos

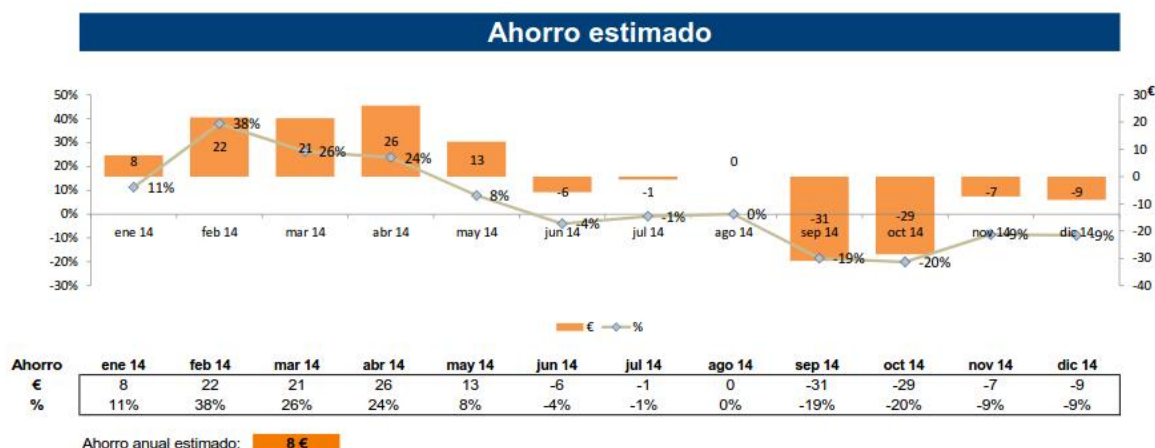
* No se incluyen los costes de acceso ni el Impuesto Eléctrico.

Precio actual	Actual c€/kWh	P1 9,39	P2 8,40	P3 6,82	P4 -	P5 -	P6 -
Precio Energía-VM	Indexado	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	ene 14	10,15	7,36	4,10	-	-	-
	feb 14	8,41	5,03	2,55	-	-	-
	mar 14	8,77	6,09	4,17	-	-	-
	abr 14	7,31	6,37	4,50	-	-	-
	may 14	8,83	7,74	5,97	-	-	-
	jun 14	10,28	8,60	6,95	-	-	-
	jul 14	10,11	8,49	6,18	-	-	-
	ago 14	10,46	8,83	6,72	-	-	-
	sep 14	11,49	9,88	7,53	-	-	-
	oct 14	11,11	10,25	6,79	-	-	-
	nov 14	11,29	8,99	6,24	-	-	-
	dic 14	10,92	9,05	6,23	-	-	-
	Media anual	10,09	8,17	6,53	-	-	-

Tabla 35: Resultados precio Energía VM – Tintorería [38]

Como podemos apreciar, dependiendo de los precios medios de mercado OMIE, en algunos meses, los precios fijos que teníamos de CREnergía son más económicos que el precio indexado, sin embargo, en el conjunto total de los periodos de facturación

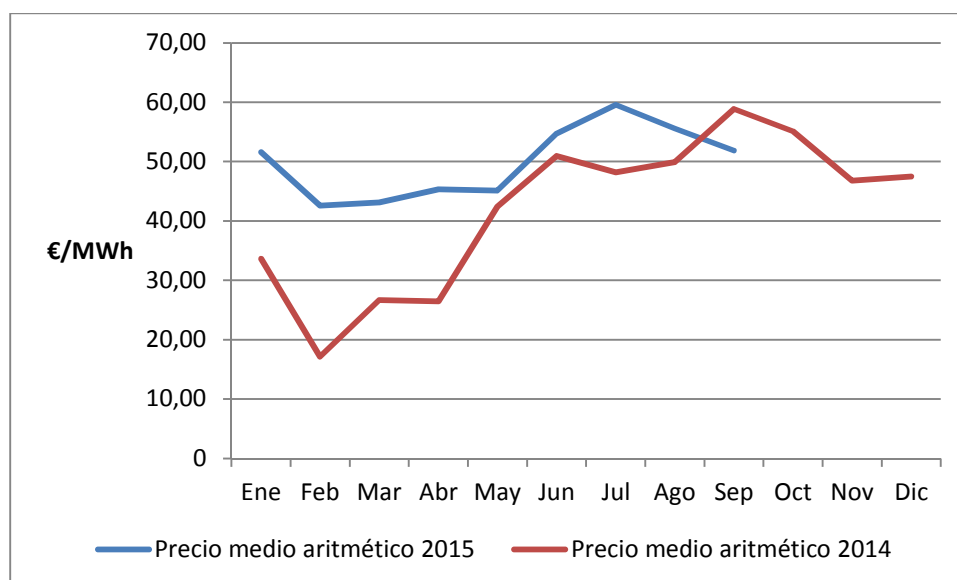
analizados, el resultado global sería a favor de la oferta indexada de Energía VM como podemos ver en la siguiente gráfica:



Gráfica 19: Ahorro estimado para cada periodo de facturación con oferta indexada Energía VM – Tintorería [38]

El ahorro anual obtenido con la oferta de Energía VM, es de 8 € en el término de energía.

Es importante tener en cuenta que en la comparación realizada, la oferta de precio fijo de CREnergía está actualizada al año 2015, mientras que la estimación realizada por el comparador de Energía VM basa su análisis en su oferta indexada a precios de mercado diario del año 2014. Para predecir de forma más adecuada el comportamiento de la oferta indexada para el año 2015 podemos comparar el comportamiento del mercado diario en 2015 en relación con el año 2014.



Gráfica 20: Precio medio del mercado diario, 2014 y 2015. [14]

Tal y como podemos ver en la gráfica 20, el precio medio del mercado diario en el año 2015 ha resultado considerablemente superior al precio del año 2014 durante los 8 primeros meses, siendo inferior sensiblemente en el mes de septiembre por lo que podemos

deducir que la oferta de Energía VM en 2015 arrojará peores resultados que en el año 2014 quedando descartada para este año.

4.5.3 Caso práctico 2: Tarifa precio fijo - Cafetería

De la misma forma que en el caso anterior, procedemos a buscar una oferta en el comparador de ofertas de la CNMC de acuerdo a los datos del consumo que tenemos en las facturas para 12 meses y la potencia contratada optimizada que hemos estudiado anteriormente, figura

CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**COMPARADOR
DE OFERTAS
DE ENERGÍA**

Nueva comparación Cuestionario

Datos Adicionales

Electricidad. Consumidores con discriminación horaria en 3 periodos

Indique la Potencia contratada para cada período horario

P1 (Punta) 28.4 kW P2 (Llano) 29.5 kW P3 (Valle) 20 kW

Indique el Consumo Anual Estimado para cada período

P1 (Punta) 15514 kWh P2 (Llano) 44361 kWh P3 (Valle) 13401 kWh

Horario tarifario INVIERNO (*):
P1 (Punta): 18h a 22h
P2 (Llano): 8h a 18h y de 22h a 24h
P3 (Valle): 0h a 8h

Horario tarifario VERANO (*):
P1 (Punta): 11h a 15h
P2 (Llano): 8h a 11h y 15h a 24h
P3 (Valle): 0h a 8h

(*) Horarios validos para la península y Canarias. Para Baleares, Ceuta y Melilla ver horarios en la ayuda del paso anterior.

VOLVER SEGUIR

© 2014 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia | Aviso Legal | Vídeo de demostración

WSC NAT-AA MCAG 1.0

Figura 12: Introducción de potencia contratada y consumo de energía activa por periodos, Cafetería. [36]

Obtenemos un listado de ofertas de las que extraemos las más económicas, podemos verlas en la tabla 36.

Listado de ofertas que se ajustan a sus requisitos:

Convertir a PDF  Imprimir 

Oferta de Electricidad: Fecha de la consulta: 04/10/2015 | Código postal: 28001
Potencia: 29,50 kW | Consumo anual de electricidad: 73276 kWh | Con discriminación horaria
Sin servicios extra

Refinar la búsqueda 

Comercializadora	Oferta	Importe Anual 1º año	Importe Anual 2º año	Validez	Servicios adicionales incluidos	Verde	Consultar detalle
	TARIFA 3.0A - EMPRESAS Y PYMES	11.669,16€	11.669,16€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	Tarifa ATR 3.0A	11.692,56€	11.692,56€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	TARIFA 3.0A	11.768,20€	11.768,20€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	Tarifa Ahorro	11.822,15€	11.822,15€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	Sí	
	Plan Gran Pymes	11.827,85€	11.827,85€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	3.0	11.835,92€	11.835,92€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	ENARA Energía - Pymes 3.0A	11.896,41€	11.896,41€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	Sí	
	GENERAL 3.0	11.992,88€	11.992,88€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	TARIFA 3.0A	12.004,90€	12.004,90€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	No	
	Som Energia 3.0	12.019,84€	12.019,84€	Válida para cualquier consumidor	Ninguno	Sí	
	Tarifa ONE Maxi Luz	12.038,52€	12.038,52€	Válido para clientes domésticos, pequeños negocios y comunidades de propietarios.	Ninguno	No	

Tabla 36: Ofertas de energía, Cafetería. [36]

Procederemos de nuevo de acuerdo a la Tarifa 3.0A “Empresas y Pymes” de Alcanzia, tras haber revisado las condiciones contractuales de esta oferta la consideramos interesante, cuyas condiciones principales podemos ver en la siguiente tabla:

TARIFA 3.0

DESCRIPCIÓN	Oferta de electricidad para suministros con potencia superior a 15 kW
VALIDEZ DE LA OFERTA	Hasta el 31/10/2015
DURACIÓN DEL CONTRATO	12 meses
PERMANENCIA	12 meses
FACTURACIÓN	Factura electrónica con ciclo de lectura real
PRECIOS	<p>Término de Potencia: Periodo Punta (P1): 40,728885 €/kW/año - Periodo Llano (P2): 24,437330 €/kW/año - Periodo Valle (P3): 16,291555 €/kW/año</p> <p>Término de Energía: Periodo Punta (P1): 0,121090 €/kWh - Periodo Llano (P2): 0,095124 €/kWh - Periodo Valle (P3): 0,065147 €/kWh</p>
CONDICIONES	Precios basados en los peajes de acceso fijados en la orden IET/107/2014. Tarifa fija vigente durante los 12 meses de contrato, sin perjuicio de que se puedan modificar por la variación del IPC o por futuras modificaciones que pudieran sufrir los peajes de acceso u otros costes del sistema establecidos por la Administración.

Tabla 37: Tarifa 3.0A Alcanzia. [39]

A partir de los datos de esta oferta, se obtiene en el configurador la estimación de factura anual indicada en la tabla 38.

	TARIFA 3.0A - EMPRESAS Y PYMES
	Comercializador: Alcanzia Energía S.L.
	Oferta de Electricidad: Fecha de la consulta: 04/10/2015 Código postal: 28001 Potencia: 29,50 kW Consumo anual de electricidad: 73276 kWh Con discriminación horaria Sin servicios extra

Datos del suministro

Electricidad	
Potencia contratada	28,40 ; 29,50 ; 20,00 kW
Consumo electricidad	15514 +44361 +13401 kWh/año

Estimación factura anual (primer año)

Importe anual de la electricidad	
Término de potencia	2.203,43 €/año
Consumo electricidad	6.971,42 €/año
Impuesto sobre electricidad	469,08 €/año

Total estimado primer año	
Total estimado electricidad	9.643,94 €/año
IVA 21 %	2.025,23 €/año
Total primer año	11.669,16 €/año

Tabla 38: Estimación factura anual con oferta de Alcanzia, Cafetería. [36]

Para comprobar la veracidad de la oferta y poder incluir el impacto de alquiler de equipos de medida y facturación por las penalizaciones de energía procedemos a estimar la

factura anual con nuestra hoja de cálculo, tal y como hemos realizado para el caso práctico anterior. Podemos ver el desglose en la tabla 39.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Término de Potencia	175,79	161,15	145,04	143,68	179,60	193,69	169,98	183,67	185,71	196,04	163,06	163,06	2.060,47 €
Término de Energía	672,44	584,24	572,95	474,13	611,12	553,31	599,28	762,80	399,13	641,21	560,90	539,91	6.971,42 €
Energía reactiva	51,07	40,85	41,22	32,66	43,92	45,51	58,51	81,70	52,36	65,74	49,03	37,19	599,76 €
Impuesto de electricidad	45,98	40,20	38,82	33,26	42,67	40,52	42,32	52,57	32,58	46,17	39,52	37,84	492,45 €
Alquiler de equipos de medida	13,20	12,00	10,80	11,20	14,00	13,20	11,20	11,60	11,60	12,00	12,40	12,40	145,60 €
IVA	201,28	176,07	169,85	145,94	187,18	177,71	185,07	229,39	143,09	201,84	173,23	165,98	2.156,63 €
TOTAL	1159,76	1014,51	978,68	840,87	1078,49	1023,94	1066,36	1321,73	824,47	1163,00	998,14	956,38	12.426,33 €

Tabla 39: Desglose facturación Anual con Potencia contratada optimizada para oferta Alcanzia.

Para esta oferta, obtendríamos una factura anual de 12.426,33 €, impuestos incluidos. La diferencia con la estimación obtenida por el configurador de ofertas de energía de la CNMC, al igual que en el ejemplo anterior, proviene de:

- Potencia facturada no es igual a la potencia contratada, ya que nuestra optimización se basa en posibilidad de facturación con penalización de exceso de potencia.
- El configurador de precios no incluye la facturación del término de energía reactiva, ni sus impuestos.
- El configurador no incluye el precio del alquiler de contadores ni sus impuestos.

Además, podemos observar que la diferencia porcentual en relación con la estimación del comparador, en este caso es de aproximadamente un 6%.

Para comprobar el ahorro total derivado de la optimización de la potencia con esta oferta de energía procedemos a calcular la facturación anual con las potencias contratadas inicialmente antes de la optimización, obteniendo como resultado el resumen de la tabla 40.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Término de Potencia	216,51	241,01	225,95	190,27	232,76	339,13	313,06	343,65	349,47	353,50	208,57	229,33	3.243,21 €
Término de Energía	672,44	584,24	572,95	474,13	611,12	553,31	599,28	762,80	399,13	641,21	560,90	539,91	6.971,42 €
Energía reactiva	51,07	40,85	41,22	32,66	43,92	45,51	58,51	81,70	52,36	65,74	49,03	37,19	599,76 €
Impuesto de electricidad	48,06	44,28	42,95	35,64	45,39	47,95	49,64	60,75	40,95	54,22	41,85	41,23	552,91 €
Alquiler de equipos de medida	13,20	12,00	10,80	11,20	14,00	13,20	11,20	11,60	11,60	12,00	12,40	12,40	145,60 €
IVA	210,27	193,70	187,71	156,22	198,91	209,81	216,65	264,71	179,24	236,60	183,28	180,61	2.417,71 €
TOTAL	1211,55	1116,08	1081,58	900,12	1146,10	1208,91	1248,34	1525,21	1032,75	1363,27	1056,03	1040,67	13.930,61 €

Tabla 40: Desglose facturación Anual con Potencia contratada inicial para oferta Alcanzia.

Obtenemos como resultado, la diferencia entre la facturación anual antes de optimizar y la facturación anual con la potencia contratada optimizada, que asciende a 1.504,28 €, impuestos incluidos, lo que corresponde a un ahorro del 10,8% del total de la factura.

4.5.4 Caso práctico 2: Tarifa indexada - Cafetería

De la misma forma que en el caso práctico anterior, vamos a proceder a realizar una comparación de la tarifa a precio fijo de Alcanzia con la tarifa indexada de Energía VM a través del configurador disponible en su página web.

Procedemos a introducir los datos necesarios en el formulario (tabla 41) obteniendo los resultados detallados en la tabla 42.



Comparador Indexado

Seleccione o rellene los siguientes campos y descubra la comparativa en la pestaña 'Resultado'

Zona: **península** Tarifa: **3.0 A** Fee: **8** €/MWh

Precio actual (*) c€/kWh: P1: **12,109** P2: **9,5124** P3: **6,5147** P4: P5: P6:

*Indicar si incluye: Costes de acceso (término de energía) **si** periodo de factura **dic 14**

Impuesto Eléctrico **no**

Consumo: **mensual**

Consumo anual estimado por periodo (kWh): P1: **15.514** P2: **44.361** P3: **13.401**

Consumo mensual por periodo (kWh):

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
enero	1.222	4.717	1.163			
febrero	1.068	4.090	1.011			
marzo	1.055	4.029	951			
abril	1.000	3.071	935			
mayo	1.417	3.692	1.356			
junio	1.301	3.399	1.112			
julio	1.418	3.684	1.184			
agosto	2.002	4.537	1.363			
septiembre	1.072	2.310	761			
octubre	1.679	3.759	1.233			
noviembre	1.270	3.443	1.222			
diciembre	1.010	3.630	1.110			

Tabla 41: Introducción datos en comparador tarifa indexada Energía VM – Tintorería

Precios obtenidos a partir de los datos introducidos

* No se incluyen los costes de acceso ni el Impuesto Eléctrico.

Precio actual	Actual	P1	P2	P3	P4	P5	P6
c€/kWh		10,23	8,25	6,05	-	-	-

Precio Energía-VM	Indexado	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	ene 14	10,15	7,36	4,10	-	-	-
	feb 14	8,41	5,03	2,55	-	-	-
	mar 14	8,77	6,09	4,17	-	-	-
	abr 14	7,31	6,37	4,50	-	-	-
	may 14	8,83	7,74	5,97	-	-	-
	jun 14	10,28	8,60	6,95	-	-	-
	jul 14	10,11	8,49	6,18	-	-	-
	ago 14	10,46	8,83	6,72	-	-	-
	sep 14	11,49	9,88	7,53	-	-	-
	oct 14	11,11	10,25	6,79	-	-	-
	nov 14	11,29	8,99	6,24	-	-	-
	dic 14	10,92	9,05	6,23	-	-	-
	Media anual	10,02	7,97	5,71	-	-	-

Tabla 42: Resultados precio Energía VM – Cafetería

Al igual que en el caso práctico anterior, el resultado global en cuanto al término de energía es favorable a la oferta de precios indexados de Energía VM, siendo el ahorro obtenido en el término d energía de 204 €, antes de impuestos, que se desglosarían por cada periodo de facturación de acuerdo a la gráfica XX.



(*) Ahorro estimado entre el precio de su contrato actual y el promedio del precio Index Energía-VM en los últimos 12 meses, según la información facilitada por Ud. a través de esta aplicación.

(**) Si el resultado es positivo es ahorro, si es negativo es extracoste

(***) No se incluyen los costes de acceso ni el Impuesto Eléctrico.

Gráfica 21: Ahorro estimado para cada periodo de facturación con oferta indexada Energía VM - Cafetería

Sin embargo, tal y como adelantábamos en el caso anterior, es muy importante tener en cuenta que el precio medio del mercado diario para el año 2015, está resultando considerablemente superior al año 2014, por lo que estimamos que el ahorro ofrecido por esta tarifa indexada sea sensiblemente inferior al resultado conseguido a través de este comparador de precios.

4.6 Eliminar penalización por consumo de energía reactiva.

Tal y como hemos visto en capítulos anteriores, el término de energía reactiva se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \phi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excedentes. El término de facturación de energía reactiva será de acuerdo a la tabla 18.

4.6.1 Caso práctico 1: Tintorería

Podemos ver en la tabla 43 la penalización aplicada, antes de impuestos, para cada período de facturación:

MES	Energía Activa (kWh)		Energía Reactiva (kVarh)		COS ϕ		Término de Energía reactiva [€]		TOTAL [€]
	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2	
ENERO	48	767	25	261	0,89	0,95	0,37	0,00	0,37
FEBRERO	48	625	25	221	0,89	0,94	0,37	0,62	0,99
MARZO	56	905	31	289	0,87	0,95	0,54	0,00	0,54
ABRIL	298	962	115	307	0,93	0,95	0,71	0,00	0,71
MAYO	502	1201	191	402	0,93	0,95	1,04	0,00	1,04
JUNIO	382	943	143	287	0,94	0,96	0,71	0,00	0,71
JULIO	300	925	113	308	0,94	0,95	0,58	0,00	0,58
AGOSTO	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00
SEPTIEMBRE	517	1289	168	439	0,95	0,95	0,00	0,00	0,00
OCTUBRE	501	1080	140	264	0,96	0,97	0,00	0,00	0,00
NOVIEMBRE	135	833	54	260	0,93	0,95	0,37	0,00	0,37
DICIEMBRE	164	943	60	259	0,94	0,96	0,25	0,00	0,25
TOTAL ANUAL [€]									5,56

Tabla 43: Término de energía reactiva por período de facturación, Tintorería. Fuente: Elaboración propia

En este caso, la penalización pagada en concepto de energía reactiva, por este negocio durante todo el período de facturación anual es de 5,56 €, antes de impuestos, por lo que consideramos innecesario proceder a realizar la compensación de energía reactiva dado que la inversión necesaria para la instalación de unas baterías de condensadores en la instalación superarían con creces el beneficio obtenido.

Podremos ver un ejemplo de compensación de energía reactiva en el siguiente caso.

4.6.2 Caso práctico 2: Cafetería

Como podemos ver en la tabla 44, la facturación por exceso de energía reactiva en este caso práctico tiene un valor económico muy alto, por lo que resulta necesario realizar la compensación de la energía reactiva con lo que conseguiremos, además del beneficio económico directo de evitar estas penalidades, un beneficio técnico para nuestro suministro eléctrico tal y como hemos contado en puntos anteriores.

MES	Energía Activa (kWh)		Energía Reactiva (kVArh)		COS ϕ		Termino de Energía reactiva [€]		TOTAL [€]
	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2	
ENERO	1222	4717	612	2577	0,89	0,88	8,68	42,39	51,07
FEBRERO	1068	4090	517	2168	0,90	0,88	6,86	33,99	40,85
MARZO	1055	4029	507	2163	0,90	0,88	6,61	34,61	41,22
ABRIL	1000	3071	497	1632	0,90	0,88	6,94	25,72	32,66
MAYO	1417	3692	727	2016	0,89	0,88	10,76	33,16	43,92
JUNIO	1301	3399	729	1917	0,87	0,87	12,47	33,04	45,51
JULIO	1418	3684	856	2236	0,86	0,85	16,12	42,39	58,51
AGOSTO	2002	4537	1250	2874	0,85	0,84	24,48	57,22	81,70
SEPTIEMBRE	1072	2310	747	1629	0,82	0,82	16,33	36,03	52,36
OCTUBRE	1679	3759	1060	2316	0,85	0,85	21,03	44,71	65,74
NOVIEMBRE	1270	3443	749	1986	0,86	0,87	13,71	35,32	49,03
DICIEMBRE	1.010	3630	529	1897	0,89	0,89	8,14	29,05	37,19
TOTAL ANUAL [€]								599,76	

Tabla 44: Término de energía reactiva por periodo de facturación Cafetería.

Para determinar la potencia reactiva a compensar, en el caso de una instalación existente podemos utilizar varios métodos:

- Utilizando aparatos de medida para registrar medidas energía activa y reactiva: Este sería el método más preciso para instalaciones con grandes consumos con el fin de conseguir el valor de potencia reactiva a compensar más cercano a la realidad.
- Utilizando las facturas donde se indican los consumos de activa y reactiva: Éste método es muy útil aunque es únicamente una aproximación ya que en el funcionamiento habitual de una “industria”, los consumos no son uniformes y no es posible conseguir un valor exacto de las potencias activas y reactivas a través de las facturas.

Usaremos el método de las facturas debido a su utilidad y facilidad de aplicación.

A partir del diagrama de potencias que podemos ver en la figura 13, procederemos a calcular la potencia reactiva necesaria para el banco de condensadores.

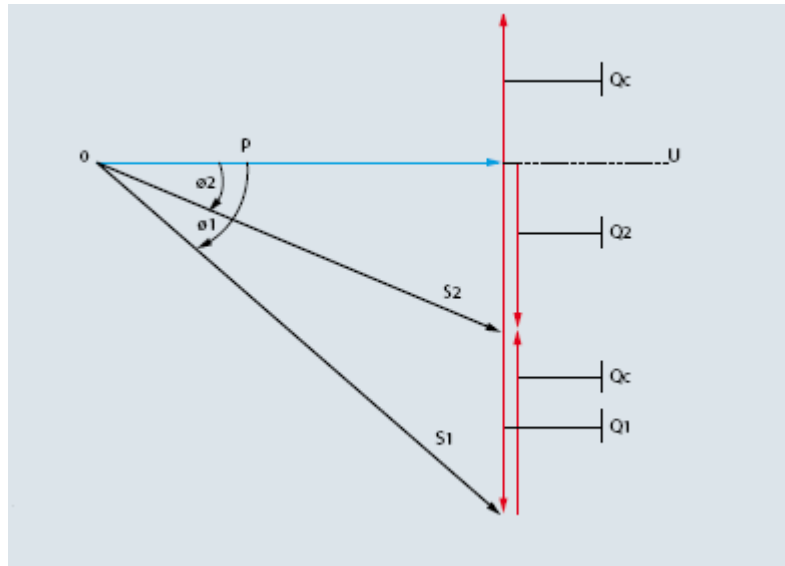


Figura 13: Diagrama de potencia. [35]

Donde:

P: Potencia activa [kW]

ϕ_1 : Ángulo de desfase entre Potencia activa y aparente inicial

ϕ_2 : Ángulo de desfase entre potencia activa y aparente final

S_1 : Potencia aparente inicial [VA]

S_2 : Potencia aparente final [VA]

Q_2 : Potencia reactiva deseada final [kVAr]

Q_C : Potencia reactiva del banco de condensadores [kVAr]

Q_1 : Potencia reactiva inicial [kVAr]

Deducimos que:

$$Q_2 = Q_1 - Q_C \quad (8)$$

$$Q_C = Q_1 - Q_2 \quad (9)$$

$$Q_C = P \cdot \tan \phi_1 - P \cdot \tan \phi_2 \quad (10)$$

$$Q_C = P \cdot (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (11)$$

Vamos a realizar la compensación de energía reactiva para los 3 periodos tarifarios, en caso de que solo quisiésemos compensar las penalizaciones económicas tendríamos que hacerlo únicamente para los periodos punta y llano.

Para la realización de este apartado buscaremos un $\cos \phi_2 = 0,98$ con el que podremos evitar las penalizaciones económicas además de mejorar la calidad del suministro eléctrico.

A partir de la ecuación (5) presentada en capítulos anteriores, calcularemos los $\cos \phi_1$ para cada periodo de facturación y con éstos calcularemos la media. Podemos ver el resumen en la tabla siguiente:

PERIODO	LECTURAS MAXIMETRO			Energía Activa [kWh]			Energía Reactiva [kVarh]			Total Activa [kWh]	Total Reactiva [kVarh]	cos ϕ_1
	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	kWh	kVarh	
ENERO	17	26	20	1222	4717	1163	612	2577	904	7102	4093	0,87
FEBRERO	21	26	21	1068	4090	1011	517	2168	779	6169	3464	0,87
MARZO	22	26	21	1055	4029	951	507	2163	738	6035	3408	0,87
ABRIL	21	24	11	1000	3071	935	497	1632	744	5006	2873	0,87
MAYO	21	23	14	1417	3692	1356	727	2016	1012	6465	3755	0,86
JUNIO	29	28	11	1301	3399	1112	729	1917	911	5812	3557	0,85
JULIO	29	29	20	1418	3684	1184	856	2236	947	6286	4039	0,84
AGOSTO	30	30	21	2002	4537	1363	1250	2874	1096	7902	5220	0,83
SEPTIEMBRE	30	31	21	1072	2310	761	747	1629	670	4143	3046	0,81
OCTUBRE	31	30	18	1679	3759	1233	1060	2316	1005	6671	4381	0,84
NOVIEMBRE	19	27	10	1270	3443	1222	749	1986	1019	5935	3754	0,85
DICIEMBRE	21	27	12	1010	3630	1110	529	1897	875	5750	3301	0,87

Tabla 45: Desglose de $\cos \phi$ por periodo tarifario.

Dado que no conocemos el perfil de consumo de este negocio, podemos realizar una aproximación con la media del $\cos \phi_1$ y con la potencia activa a partir de la media de la medida del maxímetro dado que consideramos que este negocio tiene un consumo bastante constante, por lo tanto tenemos:

$$P = 22,72 \text{ kW}$$

$$\begin{array}{l} \cos \phi_1 = 0,85 \\ \cos \phi_2 = 0,98 \end{array} \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} \tan \phi_1 = 0,620 \\ \tan \phi_2 = 0,203 \end{array}$$

Sustituyendo en (11) tenemos que:

$$Q_c = P \cdot (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 9,47 \text{ kVar}$$

Procederemos a realizar una compensación global con una batería de condensadores automática, de la marca LEGRAND, modelo M1040 (escalones 2x2,5 +5) con una potencia nominal de 10 kVar y un P.V.P de 1.398,49€ según lista de precios (enero de 2013) del fabricante. Podemos ver la hoja de datos técnica del fabricante en Anexo I.

Teniendo en cuenta que el importe pagado en concepto de penalización de energía reactiva, antes de impuestos, es de 599,76 €, el periodo de retorno de la inversión es de aproximadamente 2 años, por lo que se considera que la instalación es totalmente viable y necesaria.

Tras la eliminación de la penalización por consumo de energía reactiva, podemos ver en la tabla 42 el desglose de la facturación anual:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Término de Potencia	175,79	161,15	145,04	143,68	179,60	193,69	169,98	183,67	185,71	196,04	163,06	163,06	2.060,47 €
Término de Energía	672,44	584,24	572,95	474,13	611,12	553,31	599,28	762,80	399,13	641,21	560,90	539,91	6.971,42 €
Energía reactiva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 €
Impuesto de electricidad	43,37	38,11	36,71	31,59	40,43	38,19	39,33	48,39	29,90	42,81	37,01	35,94	461,78 €
Alquiler de equipos de medida	13,20	12,00	10,80	11,20	14,00	13,20	11,20	11,60	11,60	12,00	12,40	12,40	145,60 €
IVA	190,01	167,06	160,76	138,73	177,48	167,66	172,16	211,36	131,53	187,33	162,41	157,78	2.024,27 €
TOTAL	1094,81	962,56	926,26	799,33	1022,63	966,05	991,95	1217,82	757,87	1079,39	935,78	909,09	11.663,54 €

Tabla 46: Desglose facturación Anual con penalización por reactiva eliminada para oferta Alcanzia.

Si comparamos la facturación anual obtenida tras las optimizaciones con la facturación anual inicial podemos observar que el ahorro es superior al 16%, impuestos incluidos, siendo el ahorro total obtenido en valor absoluto de 2.267,07 €.

CAPÍTULO 5. Conclusiones

La importancia del mercado eléctrico es relevante en el progreso económico de un país, y el desconocimiento de su funcionamiento es habitual en una buena parte de la población. Por este hecho, en muchas ocasiones, es posible que nuestras facturas eléctricas sean más altas de lo que deberían serlo en condiciones optimizadas.

Gracias a la elaboración de este proyecto, he sido capaz de comprender de forma global el funcionamiento del mercado eléctrico en España, cuáles son sus actores principales y qué funciones ocupan en el mismo.

Hemos podido identificar, a través de este trabajo, cuales son los principales conceptos en los que se basa el precio de la electricidad de forma, que gracias a esto, podamos con los métodos aprendidos, optimizar de forma económica nuestra factura. Este punto toma especial importancia en la actualidad, debido a la todavía actual situación de crisis económica en el país, el hecho de que nuestra factura sea más alta de lo que debería serlo, agrava aun en mayor medida nuestra competitividad en el mercado desde un punto de vista de negocio y nuestra capacidad de ahorro y poder de adquisición en el sector doméstico.

Gracias a la elaboración de la herramienta de cálculo, hemos podido comprobar la veracidad de las facturas además de realizar distintos análisis en cuanto a nuestros consumos eléctricos. Además, gracias a esta herramienta, en caso de que nuestros hábitos de consumo varíen en el futuro, podremos de forma rápida realizar una comprobación para ver si es necesaria una nueva optimización de la potencia contratada. Otra utilidad de esta herramienta, sería prever posibles cambios en la factura eléctrica derivados de cambios en nuestra potencia instalada, por ejemplo en el caso de adquirir nueva maquinaria.

Como hemos podido ver en uno de los dos casos prácticos realizados, las penalizaciones por consumo de energía reactiva tenían un gran impacto en el monto total de la factura por lo que se hace necesario realizar un análisis exhaustivo del consumo de energía reactiva en los puntos de suministro, viendo que en estos casos los periodos de amortización suelen ser cortos y accesibles económicamente por lo que suele ser más que recomendable la instalación de baterías de condensadores.

Debido principalmente a que en nuestros casos prácticos, no disponíamos de la curva de consumo horaria, se ha hecho inviable analizar de forma precisa la comparación entre el mercado de precios fijos y el mercado de precios indexados, siendo este un punto interesante a tratar en próximos trabajos.

Debido al dinamismo al que se encuentra sometido el mercado eléctrico, los continuos cambios legislativos, las actualizaciones de las tarifas de acceso y en gran medida al incremento de precios que venimos sufriendo en los últimos años, es totalmente necesario realizar un completo análisis de nuestras facturas de forma periódica con el fin de comprobar la veracidad de las mismas además de revisar también nuestro contrato con la comercializadora con el fin de que podamos mejorar en estas revisiones nuestras condiciones económicas y comerciales. Para ello, podemos apoyarnos también en los mercados a futuros de forma que podamos comprobar la tendencia de los precios en estos mercados.

BIBLIOGRAFÍA

[1] El sector eléctrico. MITYC.

<http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/electricidad/sector/sector.htm>

[2] Manual de la Energía. <http://www.energiaysociedad.es/tipo/manual-de-la-energia>

[3] Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[4]: Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

[5]: REAL DECRETO 1538/1987, 11 diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

[6] UNESA. <http://www.unesa.es/biblioteca>

[7] DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE

[8] Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

[9] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

[10] Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

[11] Energía y Sociedad. <http://www.energiaysociedad.es/cifras-sector>

[12] Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

[13] Orden IET/2444/2014 de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.

[14] OMIE. <http://www.omie.es/>

[15] OMIP. <http://www.omip.pt/>

[16] José Ignacio Sánchez Macías y Pedro Calero Pérez. “Culminación del proceso de liberalización del sector eléctrico y desarrollo del mercado de baja tensión”. Economía industrial, ISSN 0422-2784, N° 360, págs. 193-206. Año 2006.

[17] Red Eléctrica de España (REE). www.ree.es/

- [18] Listado completo de comercializadores de energía eléctrica. CNMC
http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC_ENERGIA_ELECTRICA/201509_Listado%20Comercializadores_CNMC.pdf
- [19] Listado de comercializadores de referencia. CNMC.
http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC_ENERGIA_ELECTRICA/20150505_List_ComRef_BonoSocial_201505.pdf
- [20] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación
- [21] Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- [22] Ministerio de Industria, energía y turismo (MINETUR)
<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx>
- [23] Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- [24] Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.
- [25] Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- [26] Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre.
- [27] Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.
- [28] Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [29] Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- [30] Guía informativa para los consumidores de electricidad. Marzo 2014. CNMC.
http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Consumidores/Documentos_guias/Guia%20Informativa%20Consumidores%20Electricidad-vdef.pdf

[31] José María Yusta Loyo. “Contratación de energía y optimización de la factura eléctrica”. marzo 2015.

[32] Listado de consumidores directos. octubre 2015.

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Consumidores/Consumidores_directos/2015T3_Listado%20Consumidores%20directos_CNMC.pdf

[33] Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

[34] Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

[35] Manual teórico-práctico, Instalaciones en Baja tensión. Primera edición: octubre 2003. Schneider Electric España, S.A.

[36] Comparador de ofertas de energía CNMC.

<http://comparadorofertasenergia.cnmc.es/comparador/index.cfm?js=1&e=N>

[37] Tarifa ATR 3.0A, CREnergía. <http://www.crenergia.com/tarifas.php>

[38] Comparador oferta indexada, Energía VM.

http://www.energyavm.es/es/calculador/Comparador_Index.xls

[39] Tarifa 3.0A, Alcanzia Energía. <https://alcanzia.es/empresas/tarifa-3-0/>

ANEXO I

ALPIMATIC - Automatic power factor correction

Part Number: M1040



Alpimatic capacitor bank, standard type, is an automatic PFC system, with electromechanical contactors to switch on or off each step. Contactors are controlled by ALPTEC power factor controller.

Contents	Page
1. Technical data	1
2. Description	1
3. Additional equipment	1
4. Installation instructions	1

1. Technical data

Range:	ALPIMATIC
Type:	Standard
Nominal power:	10 kVAr
Steps:	(2 x 2.5) + 5 kVAr
Nominal voltage:	400 V - 50 Hz - Tri
Max permissible voltage:	470 V (capacitor)
Insulation class:	6 / 25 kV (capacitor)
Harmonic level:	THDU < 2% & THDI < 5%
	SH/ST ≤ 15%
Loss factor:	2 W / kVAr
Temperature class:	-10°C / +45°C
	Average over 24H : +40°C
	Annual average : +35°C
Weight:	40 kg
Dimensions (W x D x H mm):	260 x 320 x 770 mm
Type:	Indoor
Storage:	-30°C / +60°C
Environment:	Dry
	Dust-free
	Non-corrosive
	Vibration-free
Standard:	IEC 61439-1 and 2

2. Description

This automatic capacitor bank includes:

• 3 Steps made of:

- 1 ALPIVAR² capacitor:
 - Totally dry unit (without oil impregnation)
 - Double insulation or class II
 - Internal electrical protection by self-healing film, electrical fuse and disconnection device in case of overpressure
 - With discharge resistors (discharging time 3 minutes)
 - Complies with international standard (IEC 60831-1 & 2)
- 1 electromechanical contactor suitable for capacitive currents, with pre-insertion resistive contacts to limit inrush current. (coil 400 Vac).

• 1 protection by 3 HRC fuses, gG type, with power connection by M8 screw.

• 1 digital Power Factor controller - Alptec3.400 type:

- 3 controlled steps
- LED screen : 3 digits, 7 segments
- RS 232 serial port
- Switching by electromechanical relays
- Displays: cos φ, U, I, temperature, ΔkVAr ...
- Displays alarms: under compensation, over compensation, low current, high current, low voltage ...
- Disconnection on current overload and over temperature

• 1 single-phase power supply for auxiliary circuits.

• 1 NC dry contact to disconnect the capacitor bank when operation with GenSet (to be wired on site)

• 1 cubicle in which are mounted and wired the above components:

- IP 31-IP 05
- Power cable entry from the bottom of the cabinet (from the top on request)
- Ventilation louvers on the front, sides and rear
- RAL 7035 grey, black base (height = 100 mm)

3. Additional equipment

The capacitor bank must be protected against overloads and short circuits with a thermal-magnetic circuit breaker 20 A, set at 20 A.

Power connecting cables with minimum cross section of 6 mm² Cu/phase.

1 CT (Current Transformer) to be located on phase L1 of the general installation, primary current to be defined / secondary 5 A, Class 1-10 VA (Supply on request).

4. Installation instructions

External environment for the cubicle:

- Dry and dust free
- Non-corrosive atmosphere
- Maximum temperature: +40°C
- Average over 24 hours: +35°C
- Annual average: +25°C

A minimum clearance distance of 200 mm must be respected against any obstacle (wall, distribution board) to insure good ventilation.

For more details on the commissioning and maintenance, refer to installation instructions.